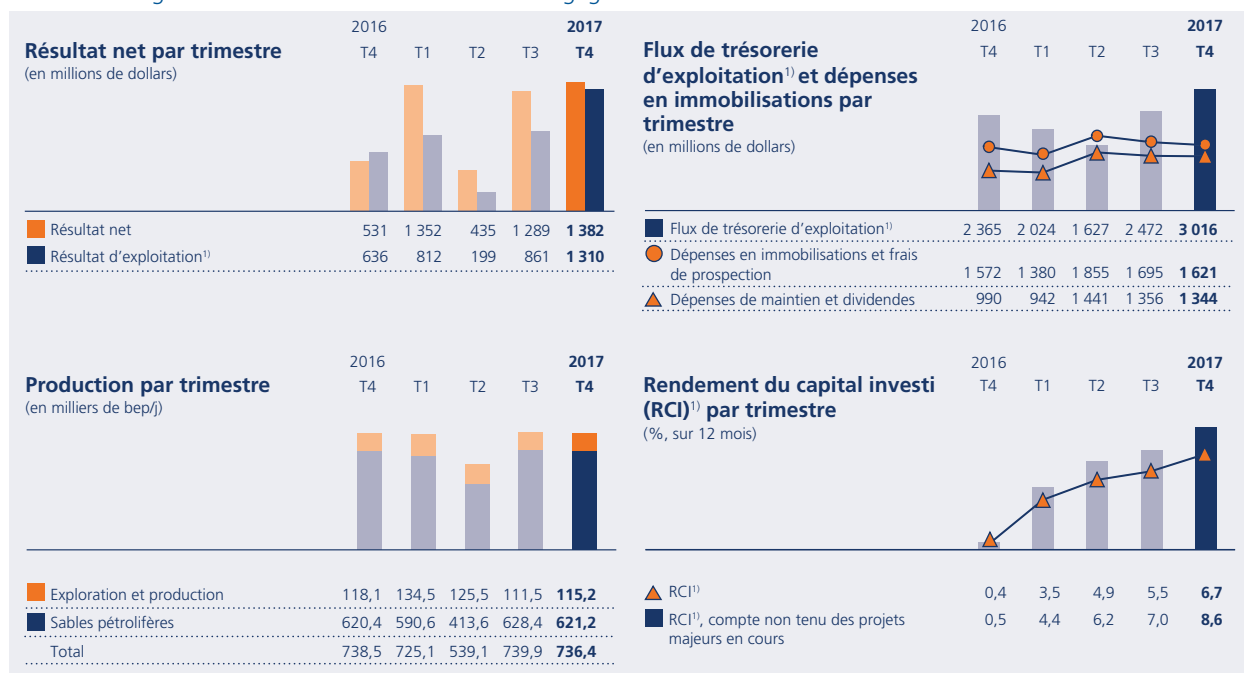


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2017

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, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée en fonction des droits. Certaines mesures financières du présent rapport aux actionnaires (le « présent document ») ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Le rendement cumulé élevé de nos activités en amont et en aval a généré des fonds provenant de l'exploitation trimestriels records de plus de 3 G\$, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Cela dépasse largement nos engagements en matière de dépenses en immobilisations et de dividendes, et nous a permis de réduire la dette à long terme et de redistribuer aux actionnaires une valeur supplémentaire par des rachats d'actions de plus de 800 M\$. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 3,016 G\$ (1,83 \$ par action ordinaire), ce qui représente un nouveau record trimestriel pour la Société. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 2,755 G\$ (1,67 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est monté à 1,310 G\$ (0,79 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, à 1,382 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire).
- La production trimestrielle en amont a atteint 736 400 barils équivalent pétrole par jour (bep/j). Le trimestre a été marqué par la production record de Firebag et un taux de fiabilité des installations de valorisation supérieur à 90 % tant pour le secteur Sables pétroliers que pour Syncrude.
- À Fort Hills, le premier des trois trains d'extraction secondaire a été mis en service avec succès après la clôture du trimestre, et le projet a commencé à produire de la mousse de bitume traité au solvant paraffinique et à l'expédier sur le marché.
- À Hebron, la production a commencé plus tôt que prévu et s'accélère graduellement.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétroliers se sont établies à 24,20 \$, contre 24,95 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit leur niveau le plus bas en plus de dix ans pour un quatrième trimestre. Pour l'exercice 2017, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétroliers ont diminué, se chiffrant à 23,80 \$, comparativement à 26,50 \$ pour l'exercice précédent, atteignant ainsi leur niveau le plus bas en plus de dix ans.
- Le taux d'utilisation de 94 % des raffineries et le contexte commercial favorable persistant ont permis au secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») de générer des fonds provenant de l'exploitation de 935 M\$ et un bénéfice net de 746 M\$ pour le trimestre.
- Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,36 \$ par action ordinaire, ce qui représente une augmentation de 12,5 % par rapport au dividende du trimestre précédent, ainsi qu'un nouveau programme de rachat d'actions de 2 G\$, ce qui démontre une fois de plus la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.



1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 4 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Résultats financiers

Pour le quatrième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 1,310 G\$ (0,79 \$ par action ordinaire), comparativement à 636 M\$ (0,38 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au titre des faits saillants du trimestre, mentionnons une amélioration du prix du pétrole brut et des marges de craquage de référence, une baisse des charges d'exploitation et des frais de prospection, un taux d'utilisation des raffineries de 94 % et une augmentation du volume des ventes pour le secteur Sables pétrolifères et la production en amont qui demeure élevée. L'amélioration des prix de référence au cours du trimestre a été en partie atténuée par la vigueur du dollar canadien.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ qui se sont établis à 3,016 G\$ (1,83 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,365 G\$ (1,42 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2016, ont été déterminés par les mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 2,755 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, contre 2,791 G\$ pour le quatrième trimestre de 2016.

Le bénéfice net s'est chiffré à 1,382 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2017, comparativement à 531 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2017 tient compte d'un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une baisse, de 35 % à 21 %, du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, d'une perte de change latente après impôt de 91 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'un produit d'assurance après impôt de 55 M\$, d'une perte après impôt de 18 M\$ attribuable au remboursement anticipé de la dette, et d'un profit de 2 M\$ après impôt sur les swaps de taux d'intérêt liés à l'émission de titres d'emprunt au quatrième trimestre. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 222 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, de la décomptabilisation de charges de 71 M\$ après impôt ainsi que d'un profit hors trésorerie de 188 M\$ après impôt découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 736 400 bep/j pour le quatrième trimestre de 2017, comparativement à 738 500 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 446 800 barils par jour (« b/j ») au quatrième trimestre de 2017, contre 433 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation étant attribuable à la fiabilité accrue des installations d'exploitation et d'extraction ainsi qu'à la production record de Firebag, facteurs en partie contrebalancés par une baisse de la production de MacKay River. Le taux d'utilisation des installations de valorisation a été élevé aux quatrièmes trimestres de 2017 et 2016, soit 93 % en dépit des travaux de maintenance planifiés effectués au cours des deux périodes. La production du secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2017 a aussi bénéficié de la mousse de bitume reçue des actifs d'extraction primaire de Fort Hills, qui a été par la suite valorisée et transformée en pétrole brut synthétique.

Au quatrième trimestre de 2017, les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 24,20 \$, contre 24,95 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit leur niveau le plus bas pour un quatrième trimestre en plus de dix ans. La production accrue et l'accent soutenu mis sur la gestion rigoureuse des coûts en 2017 ont fait diminuer les charges d'exploitation décaissées par baril annuelles du secteur Sables pétrolifères qui sont passées de 26,50 \$ en 2016 à 23,80 \$ en 2017, soit leur plus bas niveau depuis plus de dix ans.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 174 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, comparativement à 187 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux de fiabilité des installations de valorisation de Syncrude a été excellent pour les deux trimestres, soit 94 % au quatrième trimestre de 2017 et 102 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude au quatrième trimestre de 2017 se sont élevées à 32,80 \$, ce qui est comparable à 32,55 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse des charges d'exploitation compensant la baisse de production.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 115 200 bep/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 118 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, diminution attribuable à une baisse de la production extracôtière, contrebalancée en partie par un accroissement de la production de la Libye et la production initiale des actifs de Hebron récemment mis en service et qui sont entrés en production au quatrième trimestre, soit plus tôt que prévu.

Le débit de traitement du brut par les raffineries du secteur R&C s'est élevé à 432 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, comparativement à 427 300 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'excellente fiabilité de la majorité des raffineries de la Société ayant été en partie contrebalancée par l'incidence d'une panne d'électricité survenue dans les installations de raffinerie d'un tiers à Montréal. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 94 % au quatrième trimestre de 2017, comparable à celui de 93 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

« Nous avons atteint au quatrième trimestre un taux de fiabilité supérieur à 90 % pour tous nos actifs de valorisation du secteur Sables pétrolifères et un taux d'utilisation des raffineries combiné de 94 %, a indiqué Steve Williams. La constance de notre rigoureuse gestion des coûts et l'accroissement de la fiabilité ont permis de ramener les charges d'exploitation décaissées annuelles du secteur Sables pétrolifères à moins de 25 \$ par baril – leur niveau le plus bas en dix ans. »

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

Mise à jour concernant la stratégie

La mise en œuvre rigoureuse du programme d'immobilisations de Suncor en 2017 visait essentiellement à amener les grands projets de croissance de Suncor que sont Fort Hills et Hebron à l'étape d'une première production de pétrole, tout en poursuivant les investissements dans la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des actifs d'exploitation de la Société. La Société est fière d'annoncer que Fort Hills et Hebron ont été mis en service de façon sécuritaire et ont commencé à produire du pétrole, ce qui fait la démonstration de la capacité sans cesse renouvelée de Suncor à remplir ses engagements.

La Société a effectué des dépenses en immobilisations de 1,444 G\$ au cours du quatrième trimestre de 2017, ce qui porte les dépenses annuelles à 5,822 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif. Le montant des dépenses annuelles inclut des dépenses supplémentaires d'environ 150 M\$ liées à l'incident survenu dans les installations de Syncrude au premier trimestre de 2017. La Société s'attend à recevoir un produit d'assurance dommages matériels totalisant environ 140 M\$ en lien avec l'incident, pour des dépenses en immobilisation nettes de 5,682 G\$ pour l'exercice. Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un versement provisoire de 76 M\$ sur le produit d'assurance dommages matériels qu'elle s'attend à toucher à la suite de l'incident, le versement résiduel étant attendu en 2018.

Le 27 janvier 2018, la production de bitume issue du traitement de la mousse au solvant paraffinique a débuté au projet Fort Hills, et la cadence de production s'accélère comme prévu pour atteindre la capacité nominale de 194 000 b/j. Avant la mise en production par extraction secondaire, la Société a mené des essais de production dans la partie initiale de l'usine afin d'atténuer le risque associé à l'accélération de la production en 2018, qui ont abouti à la production de mousse de bitume. La mousse de bitume produite a subi un traitement ultérieur par le secteur Sables pétroliers et a été incluse dans la production de pétrole brut synthétique de la période. Le coût total du projet jusqu'à l'achèvement des travaux de mécanique à la fin de 2017 s'est établi à environ 17,160 G\$, compte non tenu de l'incidence défavorable du change. L'intensité capitalistique estimée par Suncor est d'environ 83 000 \$ jusqu'à l'achèvement des travaux de mécanique, ce qui concorde avec l'estimation initiale du coût de 84 000 \$ par baril de production.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, les coentrepreneurs dans le projet Fort Hills ont réglé le litige commercial précédemment divulgué, par la conclusion d'une entente selon laquelle Suncor et Teck Resources Limited (« Teck ») ont chacune fait l'acquisition, auprès de Total E&P Canada Ltd. (« Total »), d'une participation directe supplémentaire dans le projet Fort Hills. Selon les dispositions de l'entente, la quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 53,06 % et celle de Teck, à 20,89 %, pour des coûts d'acquisition respectifs d'environ 300 M\$ et 120 M\$, et la quote-part revenant à Total a été ramenée à 26,05 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées, conformément aux dispositions de l'entente.

En novembre, Suncor a cédé une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew, pour un produit de 503 M\$. L'entente mutuellement bénéfique représente l'investissement commercial le plus important jamais réalisé par les Premières Nations au Canada, et démontre l'engagement de Suncor à l'égard du développement durable des ressources en concertation avec la communauté.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, Hebron a produit ses premiers barils de pétrole, et ce, plus tôt que prévu, la production continuant d'augmenter après des résultats initiaux favorables. À sa capacité maximale, le projet devrait dégager une production de plus de 30 000 b/j nets pour Suncor : la production s'accélérera au cours des prochaines années. Le coût du projet depuis son autorisation et jusqu'à la première production a représenté environ 2,4 G\$. Les autres activités du secteur E&P au quatrième trimestre comprenaient les activités de forage de développement à White Rose, Hebron, Terra Nova et Hibernia ainsi que des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

« Après une mise en service réussie, la production de pétrole a commencé aux projets Fort Hills et Hebron et l'accélération de la production se déroule de façon stable et sécuritaire comme prévu, a affirmé Steve Williams. Nous croyons que l'ajout de ces actifs de grande qualité dans notre portefeuille rapportera une valeur à long terme pour les actionnaires, qui n'aurait pu être atteinte sans la détermination et la persévérance démontrées par nos employés et par nos partenaires d'affaires. »

Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a émis des billets non garantis de premier rang d'un capital de 750 M\$ US, à 4,00 %, échéant en 2047. Le produit de l'émission a été ajouté au produit de 503 M\$ tiré de la vente d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est et a servi à rembourser par anticipation des billets non garantis de premier rang à 6,05 % de 600 M\$ US et des billets à moyen terme à 5,80 % de 700 M\$ échéant dans les deux cas en 2018. Le remboursement anticipé de la dette à long terme visait à tirer parti des

conditions de marché favorables au quatrième trimestre de 2017; il devrait permettre de réduire les coûts de financement futurs en plus de fournir une souplesse financière continue. Toutes les dettes qui venaient à échéance en 2018 ont été acquittées et, à l'exception d'une dette de 223 M\$ US échéant en 2019, la Société n'aura pas d'autre remboursement de dette important à faire avant 2021.

Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société, qui a débuté au deuxième trimestre de 2017, la Société a racheté, aux fins d'annulation, pour 835 M\$ de ses actions au quatrième trimestre de 2017, ce qui porte à 1,413 G\$ le total des actions rachetées et annulées pour l'exercice au complet.

Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,36 \$ par action ordinaire, ce qui représente une augmentation de 12,5 % par rapport au dividende du trimestre précédent, ainsi qu'un nouveau programme de rachat d'actions de 2 G\$ dont l'entrée en vigueur est actuellement prévue à l'expiration du programme actuel de la Société le 1^{er} mai 2018, ce qui témoigne une fois de plus de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Résultat net	1 382	531	4 458	445
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	91	222	(702)	(524)
(Profit) perte sur les swaps de taux d'intérêt ²⁾	(2)	(188)	20	(6)
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé ³⁾	(124)	—	(124)	(180)
Produit d'assurance ⁴⁾	(55)	—	(55)	—
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	18	—	28	73
Décomptabilisation ⁶⁾	—	71	—	71
Profit sur cession importante ⁷⁾	—	—	(437)	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS ⁸⁾	—	—	—	38
Bénéfice (perte) d'exploitation¹⁾	1 310	636	3 188	(83)

1) Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) (Profit) perte sur swaps de taux d'intérêt différés liés à l'émission de titres d'emprunt comptabilisée dans le secteur Siège social par suite de variations des taux d'intérêt à long terme.

3) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé un ajustement net de l'impôt différé de 124 M\$ lié à la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés de 35 % à 21 %. Le produit d'impôt différé net de 124 M\$ comprenait un produit de 140 M\$ pour le secteur R&C, une charge de 14 M\$ pour le secteur E&P et une charge de 2 M\$ pour les activités de négociation de l'énergie. Le résultat d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2016 reflète l'incidence d'un ajustement du taux d'impôt différé de la Société résultant d'une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, lequel avait été ramené de 50 % à 40 %.

4) Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié à l'incident survenu aux installations de Syncrude au cours du premier trimestre de 2017.

5) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.

6) Au quatrième trimestre de 2016, la Société avait décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard d'actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétroliers, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, pour la même raison.

7) Profit de 354 M\$ pour le secteur R&C découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et profit de 83 M\$ pour le secteur Siège social découlant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point.

8) Coûts de transactions et charges connexes liées à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») dans le secteur Siège social.

Prévisions de la Société

À la suite de la baisse récemment annoncée du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis de 35 % à 21 %, Suncor a révisé les hypothèses sous-jacentes à ses perspectives du contexte commercial pour l'exercice complet. Pour obtenir plus d'information concernant les prévisions de Suncor pour 2018, consulter le site www.suncor.com/guidance.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 7 février 2018

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 1^{er} mars 2017 (la « notice annuelle de 2016 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, au 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	6
2. Faits saillants du quatrième trimestre	8
3. Information financière consolidée	9
4. Résultats sectoriels et analyse	15
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	27
6. Situation financière et situation de trésorerie	30
7. Données financières trimestrielles	34
8. Autres éléments	35
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	36
10. Abréviations courantes	42
11. Énoncés prospectifs	43

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 pour la production en Libye, qui est présentée en fonction des droits. 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.

Mesures financières hors PCGR

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

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

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du quatrième trimestre

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 1,382 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 531 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du quatrième trimestre de 2017 tient compte d'un produit d'impôt différé de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, d'une perte de change latente après impôt de 91 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'un produit d'assurance après impôt de 55 M\$, d'une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette et d'un profit de 2 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 222 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, de la décomptabilisation d'un montant de 71 M\$ après impôt et d'un profit après impôt de 188 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt.
- Pour le quatrième trimestre de 2017, Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 1,310 G\$, en comparaison de 636 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des prix du pétrole brut et des marges de craquage de référence, à la diminution des charges d'exploitation et des frais de prospection et à la hausse du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et une hausse des redevances.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 3,016 G\$, en comparaison de 2,365 G\$ au quatrième trimestre de 2016, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,755 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, contre 2,791 G\$ pour le quatrième trimestre de 2016.
- **La production en amont s'est établie à 736 400 bep/j pour le trimestre.** Firebag a dégagé une production record, et le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude a été supérieur à 90 %.
- **Le premier des trois trains d'extraction secondaire a été mis en service avec succès à Fort Hills après la clôture du trimestre.** La production de bitume issue du traitement de la mousse au solvant paraffinique est à présent mélangée et acheminée jusqu'aux marchés. Au terme de la phase d'accélération de la production prévue en 2018, Fort Hills devrait augmenter la capacité de production de près de 103 000 bep/j, nets pour Suncor.
- **La production pétrolière a commencé plus tôt que prévu à Hebron.** À sa capacité maximale, le projet devrait générer plus de 30 000 b/j, nets pour Suncor, la cadence de production augmentant graduellement au cours des prochaines années.
- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 24,20 \$/b pour le trimestre, ce qui représente leur niveau le plus bas pour un quatrième trimestre depuis plus d'une décennie.** Pour l'exercice complet, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrées à 23,80 \$, ce qui représente également leur plus bas niveau depuis plus de 10 ans.
- **Le débit de traitement du brut du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») s'est établi à 432 400 b/j et le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est chiffré à 94 %.** L'excellente fiabilité de la majorité des raffineries de la Société a compensé les répercussions des travaux de maintenance non planifiés qui ont été exécutés à la raffinerie de Montréal à la suite d'une panne d'électricité survenue aux installations d'un tiers.
- **Une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est a été vendue à la Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew, ce qui a rapporté un produit de 503 M\$.** La coentreprise issue de l'entente représente le plus important investissement commercial jamais réalisé au Canada par les Premières Nations et démontre l'engagement de Suncor envers le développement durable des ressources en concertation avec la communauté.
- **La Société a remboursé par anticipation une dette de près de 1,5 G\$.** Elle a utilisé le produit de la vente du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, conjugué au produit tiré de l'émission de billets non garantis de premier rang à 4,00 % de 750 M\$ US réalisée au quatrième trimestre de 2017, pour racheter les billets à 6,05 % de 600 M\$ US et les billets à 5,80 % de 700 M\$ qui devaient initialement arriver à échéance en 2018. La réduction nette de la dette a été effectuée par anticipation afin de tirer parti des conditions de marché favorables au quatrième trimestre de 2017, et devrait réduire les coûts de financement futurs et fournir une souplesse financière continue.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'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 document.

- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 526 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 835 M\$ de ses actions en circulation au quatrième trimestre de 2017. En 2017, la Société a versé des dividendes de 2,124 G\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 1,413 G\$ de ses actions en circulation.
- **Suncor a augmenté son dividende.** Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,36 \$ par action ordinaire, ce qui représente une augmentation de 12,5 % par rapport au dividende du trimestre précédent, ainsi qu'un nouveau programme de rachat d'actions de 2 G\$ dont l'entrée en vigueur est actuellement prévue à l'expiration du programme actuel de la Société le 1^{er} mai 2018, ce qui témoigne une fois de plus de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Résultat net				
Sables pétrolifères	670	276	1 009	(1 149)
Exploration et production	217	54	732	190
Raffinage et commercialisation	886	524	2 658	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(391)	(323)	59	(486)
Total	1 382	531	4 458	445
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	615	316	954	(1 109)
Exploration et production	231	54	746	10
Raffinage et commercialisation	746	524	2 164	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(282)	(258)	(676)	(874)
Total	1 310	636	3 188	(83)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	1 780	1 372	4 738	2 669
Exploration et production	431	385	1 725	1 313
Raffinage et commercialisation	935	722	2 841	2 606
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(130)	(114)	(165)	(600)
Total	3 016	2 365	9 139	5 988
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	807	497	2 916	2 275
Croissance	637	913	2 906	3 711
Total	1 444	1 410	5 822	5 986
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	1 672	1 375	4 056	1 797

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

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

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	31 décembre		31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	621,2	620,4	563,7	504,9
Exploration et production (kbep/j)	115,2	118,1	121,6	117,9
Total (kbep/j)	736,4	738,5	685,3	622,8
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	99/1	100/0	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	94	93	96	93
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	432,4	427,3	441,2	428,6

Résultat net

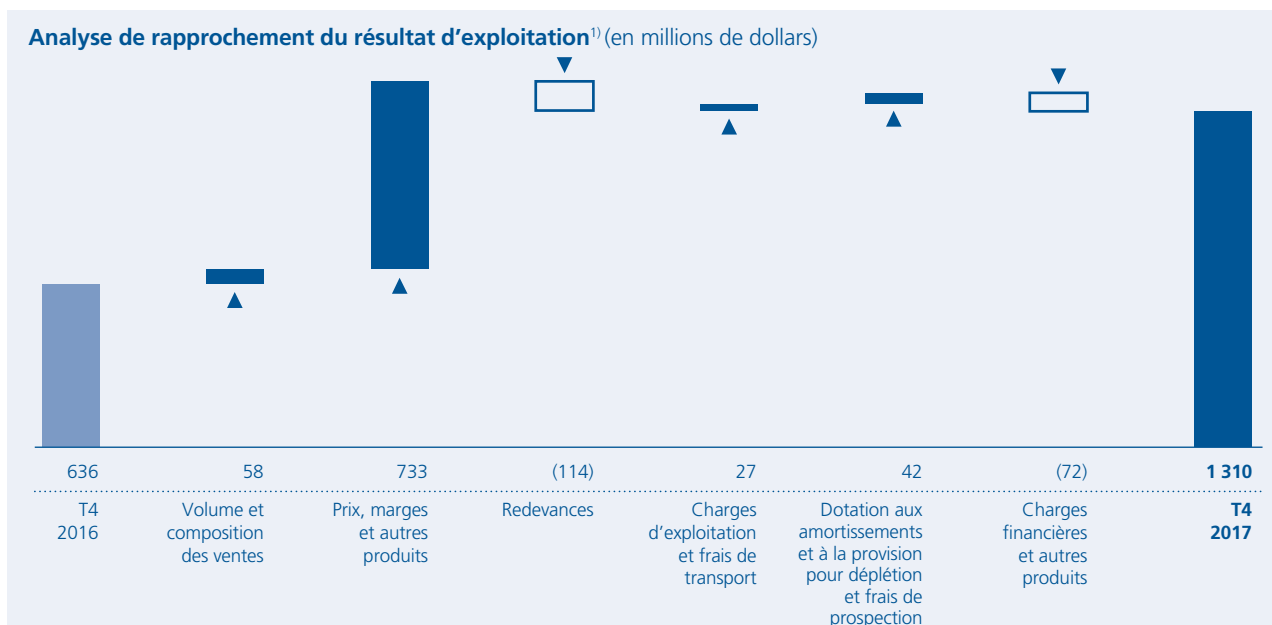
La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 1,382 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 531 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le 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 libellée en dollars américains a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 91 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte de 222 M\$ pour le quatrième trimestre de 2016.
- Au quatrième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, ce qui tient compte d'un produit de 140 M\$ comptabilisé par le secteur R&C, contrebalancé par une charge de 14 M\$ inscrite par le secteur Exploration et production (« E&P ») et par une charge de 2 M\$ inscrite par le secteur Siège social.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié au secteur Sables pétrolifères à la suite de l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, un profit après impôt de 2 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés liés à des titres d'emprunt émis, en raison de variations des taux d'intérêt à long terme; un profit hors trésorerie après impôt de 188 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés avait été comptabilisé au quatrième trimestre de 2016 en raison d'une augmentation des taux d'intérêt à long terme.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, pour la même raison.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Résultat net	1 382	531	4 458	445
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	91	222	(702)	(524)
(Profit) perte sur des swaps de taux d'intérêt ²⁾	(2)	(188)	20	(6)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	(124)	—	(124)	(180)
Produit d'assurance ⁴⁾	(55)	—	(55)	—
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	18	—	28	73
Décomptabilisation ⁶⁾	—	71	—	71
Profit sur cession importante ⁷⁾	—	—	(437)	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS ⁸⁾	—	—	—	38
Résultat d'exploitation¹⁾	1 310	636	3 188	(83)

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) (Profit) perte sur swaps de taux d'intérêt différés liés à l'émission de titres d'emprunt comptabilisée dans le secteur Siège social par suite de variations des taux d'intérêt à long terme.
- 3) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé un ajustement net de l'impôt différé de 124 M\$ lié à la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés de 35 % à 21 %. Le produit d'impôt différé net de 124 M\$ se compose d'un produit de 140 M\$ pour le secteur R&C, d'une charge de 14 M\$ pour le secteur E&P et d'une charge de 2 M\$ pour les activités de négociation de l'énergie de la Société. Le résultat d'exploitation de l'exercice clos le 31 décembre 2016 reflète l'incidence d'un ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse du taux d'imposition au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, lequel est passé de 50 % à 40 %.
- 4) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié au secteur Sables pétrolifères à la suite d'un incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017.
- 5) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 6) Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs, ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, pour la même raison.
- 7) Profit de 354 M\$ dans le secteur R&C découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et profit de 83 M\$ dans le secteur Siège social découlant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point.
- 8) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») dans le secteur Siège social.



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

Pour le quatrième trimestre de 2017, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1,310 G\$, en comparaison de 636 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des prix du pétrole brut et des marges de craquage de référence, à la diminution des charges d'exploitation et des frais de prospection et à la hausse du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et par la hausse des redevances.

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 3,188 G\$ pour 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 83 M\$ pour l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à l'augmentation des prix du pétrole brut et des marges de craquage de référence, à l'accroissement de la production en amont, à l'amélioration du débit de traitement du brut des raffineries, à la hausse du volume des ventes de pétrole brut et à la diminution des frais de prospection, en partie contrebalancés par le raffermissement du dollar canadien et par l'augmentation des coûts de maintenance à Syncrude. En 2016, la production du secteur Sables pétrolifères s'était grandement ressentie de l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray, ce qui a plus que contrebalancé les répercussions de l'incident survenu à l'installation de Syncrude et l'augmentation globale du volume de travaux de maintenance planifiés dans le secteur Sables pétrolifères en 2017.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Sables pétrolifères	25	42	77	90
Exploration et production	3	6	10	10
Raffinage et commercialisation	12	23	39	53
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	45	82	153	182
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	85	153	279	335

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a diminué pour s'établir à 85 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 153 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une plus faible

hausse du cours de l'action au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 31 décembre		Moyenne des périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
		2017	2016	2017	2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	55,40	49,35	50,95	43,35
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,40	49,50	54,25	43,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,60	6,70	7,70	7,50
MSW à Edmonton	\$ CA/b	69,30	62,00	63,20	51,90
WCS à Hardisty	\$ US/b	43,10	35,00	38,95	29,55
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	12,30	14,35	11,95	13,85
Condensat à Edmonton	\$ US/b	57,95	48,35	51,55	42,50
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,70	3,10	2,15	2,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	22,35	21,95	22,15	18,20
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,40	14,35	17,70	14,05
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,20	10,55	16,30	12,60
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,10	14,95	22,15	16,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,25	13,15	17,65	13,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,75	0,77	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,80	0,74	0,80	0,74

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au quatrième trimestre de 2017 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence favorable de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 49,35 \$ US/b au quatrième trimestre de 2016 à 55,40 \$ US/b, ainsi que l'écart favorable entre le pétrole brut synthétique et le WTI. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour atteindre 69,30 \$/b, alors qu'il était de 62,00 \$/b au quatrième trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 43,10 \$ US/b, alors qu'il était de 35,00 \$ US/b au quatrième 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 réseau de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les

prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir à 61,40 \$ US/b au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 49,50 \$ 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 1,70 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2017, en baisse comparativement à 3,10 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix du brut léger/lourd et léger/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 du premier entré, premier sorti (« 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 les activités du 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 du secteur Sables pétrolifères. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir en moyenne à 22,35 \$/MWh au quatrième trimestre de 2017, comparativement à 21,95 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits 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 quatrième trimestre de 2017, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,79 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,75 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au quatrième trimestre de 2017 par rapport à ceux obtenus au quatrième trimestre de 2016.

Suncor détient également des actifs et des passifs, dont environ 65 % 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 augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

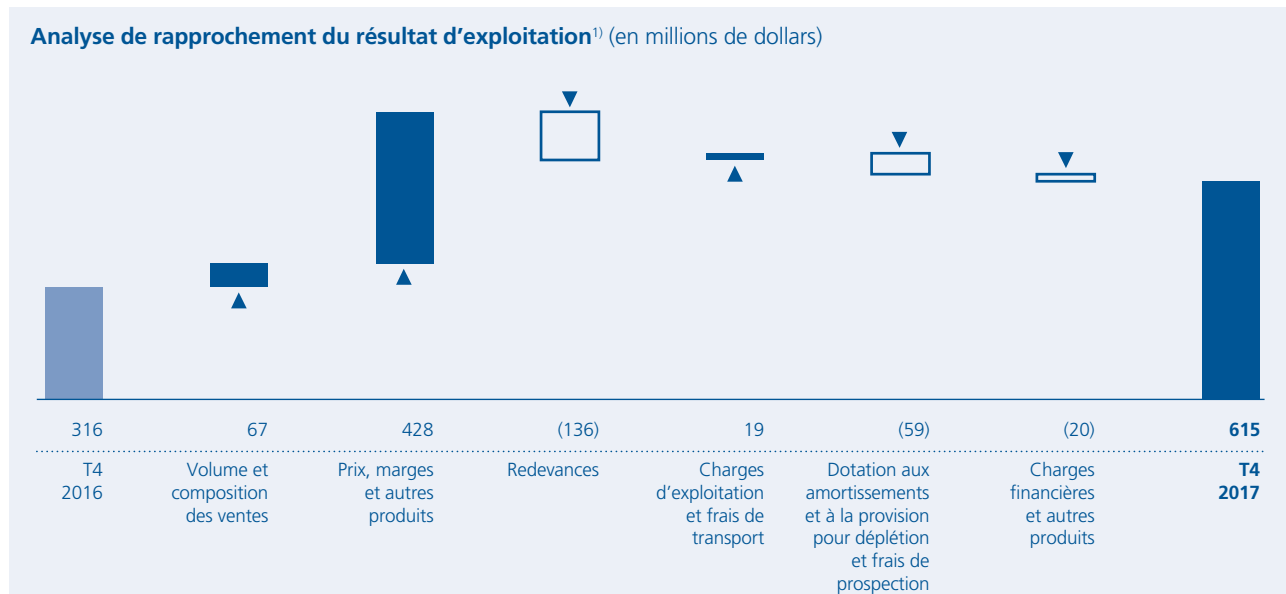
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Produits bruts	4 116	3 356	13 137	9 522
Moins les redevances	(175)	(4)	(355)	(52)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 941	3 352	12 782	9 470
Résultat net	670	276	1 009	(1 149)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Produit d'assurance ¹⁾	(55)	—	(55)	—
Décomptabilisation ²⁾	—	40	—	40
Résultat d'exploitation ³⁾	615	316	954	(1 109)
<i>Sables pétrolifères</i>	445	192	1 040	(1 135)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	170	124	(86)	26
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	1 780	1 372	4 738	2 669

- 1) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017.
- 2) Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾ (en millions de dollars)



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

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 445 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 192 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est attribuable à

l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la hausse de la production et des ventes de pétrole brut et à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et par la hausse des redevances qui s'explique par l'incidence des vérifications de redevances favorables au trimestre correspondant de l'exercice précédent et par l'augmentation des prix du bitume.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 170 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 124 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la diminution des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production de pétrole brut, par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et par la hausse des redevances.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	324,9	324,5	317,7	258,9
Bitume non valorisé	121,9	108,9	111,7	115,9
Sables pétrolifères	446,8	433,4	429,4	374,8
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	174,4	187,0	134,3	130,1
Total	621,2	620,4	563,7	504,9

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. La quasi-totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 446 800 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 433 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par l'amélioration de la fiabilité des activités d'exploitation et d'extraction minières, par la production de mousse de bitume reçue de Fort Hills, qui a par la suite été traitée et transformée en pétrole brut synthétique aux installations du secteur Sables pétrolifères, ainsi que par la production record enregistrée à Firebag. Le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 93 % tant au quatrième trimestre de 2017 qu'au quatrième trimestre de 2016, des travaux de maintenance planifiés ayant été exécutés au cours des deux périodes. La totalité des travaux de maintenance planifiés en cours durant le quatrième trimestre de 2017 avaient été achevés à la clôture de l'exercice.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	95,5	87,2	107,9	87,3
Diesel	21,1	28,4	27,5	21,2
Pétrole brut synthétique sulfureux	214,4	201,5	183,6	153,4
Produits valorisés	331,0	317,1	319,0	261,9
Bitume non valorisé	130,7	103,5	110,6	117,4
Sables pétrolifères	461,7	420,6	429,6	379,3
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	174,4	187,0	134,3	130,1
Total	636,1	607,6	563,9	509,4

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 461 700 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 420 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse de la production, conjuguée au prélèvement effectué sur les stocks.

La quote-part de Suncor des ventes de Syncrude s'est établie à 174 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 187 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux de fiabilité des installations de valorisation a été élevé pour les deux trimestres, s'établissant respectivement à 94 % et à 102 %.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	31 décembre		31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	296,7	284,8	305,4	238,0
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	450,0	420,3	464,4	351,1
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,66	0,68	0,66	0,68
Production in situ				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	208,5	204,5	181,5	180,8
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	28,3	33,9	31,1	27,6
Total de la production de bitume in situ (kb/j)	236,8	238,4	212,6	208,4
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	533,5	523,2	518,0	446,4
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,7	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,1	3,1	3,1	3,2

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au quatrième trimestre de 2017 pour s'établir à 533 500 b/j, en comparaison de 523 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse de la production du secteur Sables pétrolifères qui a résulté de l'amélioration de la fiabilité des activités d'exploitation et d'extraction minières, par la production de mousse de bitume provenant des actifs d'extraction primaire de Fort Hills et par l'augmentation de la production à Firebag, partiellement contrebalancées par la baisse de la production enregistrée à MacKay River en raison de l'interruption des installations de cogénération d'un tiers survenue au début du trimestre. Au quatrième trimestre de 2017, les installations de Firebag ont continué de fonctionner à une cadence supérieure à la capacité nominale, grâce aux travaux de révision complets qui ont été menés à bien à l'égard de l'installation centrale agrandie plus tôt au cours de l'exercice.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	66,40	58,30	61,40	49,77
Bitume	38,94	26,16	33,60	18,12
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	58,63	50,39	54,24	39,97
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(11,50)	(15,41)	(11,93)	(17,83)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	73,28	63,93	66,05	56,38
Syncrude, par rapport au WTI	3,15	(1,87)	(0,12)	(1,42)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 58,63 \$/b au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 50,39 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des cours de référence du WTI et de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd et du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 73,28 \$/b au quatrième trimestre de 2017, comparativement à 63,93 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI et par l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par les vérifications favorables des redevances qui avaient été réalisées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent ainsi que par la hausse des prix du bitume et l'augmentation de la production observées au cours du trimestre écoulé.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des prix du gaz naturel et de la diminution des charges d'exploitation et des coûts de maintenance de Syncrude qui a résulté des efforts soutenus pour réduire les coûts de façon durable. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et les frais de prospection du quatrième trimestre de 2017 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2016, en raison d'une réduction de la valeur comptable nette des actifs.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 616	1 634	6 257	5 777
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(536)	(577)	(2 195)	(1 749)
Coûts non liés à la production ²⁾	(34)	(54)	(102)	(136)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(52)	(51)	(232)	(197)
Variations des stocks	—	42	1	(63)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères	994	994	3 729	3 632
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	24,20	24,95	23,80	26,50
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	536	577	2 195	1 749
Coûts non liés à la production ²⁾	(10)	(17)	(37)	(31)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude	526	560	2 158	1 718
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude (\$/b)	32,80	32,55	44,05	35,95

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

2) 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.

3) 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 non monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minéral.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 24,20 \$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 24,95 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse de la production. Pour le quatrième trimestre de 2017, le montant des charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères a été le même qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit 994 M\$, l'augmentation des charges d'exploitation et des coûts de maintenance ayant été compensée par la diminution des prix du gaz naturel.

Au quatrième trimestre de 2017, 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 qui a résulté de la plus faible hausse du cours de l'action de la Société pour le trimestre écoulé par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts inscrits pour le quatrième trimestre de 2017 ont été comparables à ceux du quatrième trimestre de 2016.

Les variations des stocks au quatrième trimestre de 2017 reflètent un prélèvement sur les stocks, comparativement à une accumulation des stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la forte demande des raffineries aux États-Unis. Le prélèvement sur les stocks au cours du trimestre écoulé a été contrebalancé par une augmentation du coût des stocks attribuable principalement à la hausse des charges de redevances.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 32,80 \$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 32,55 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par la baisse de la production, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a diminué, passant de 560 M\$ au quatrième trimestre de 2016 à 526 M\$.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société a mené à bien des travaux de maintenance planifiés à l'égard des installations de valorisation au quatrième trimestre de 2017 ainsi que des travaux de maintenance planifiés à MacKay River. Elle ne prévoit pas entreprendre de travaux de maintenance planifiés d'envergure aux installations du secteur Sables pétrolifères au cours du premier trimestre de 2018.

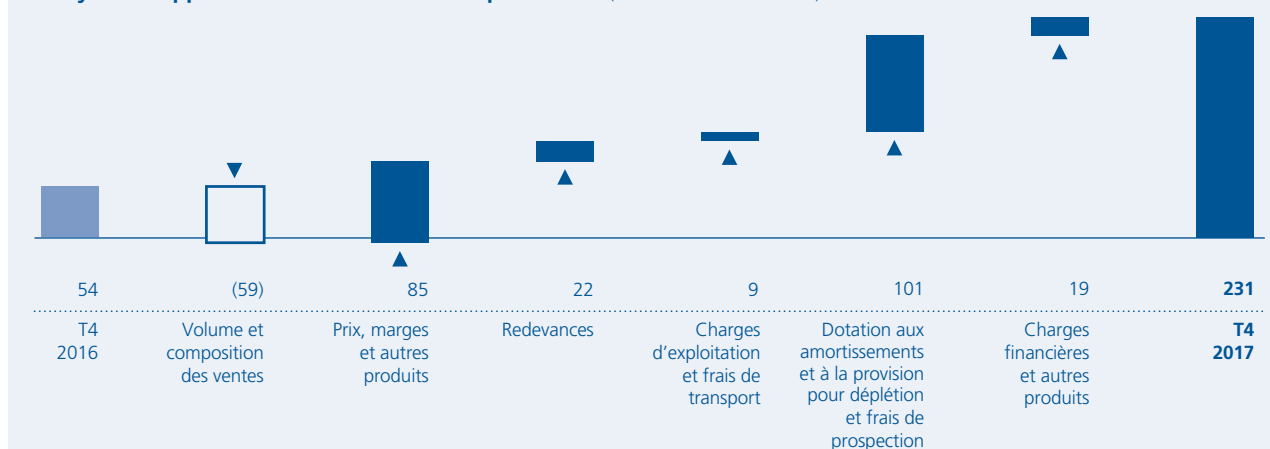
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	2016	2017	2016
Produits bruts ¹⁾	802	730	3 177	2 432
Moins les redevances ¹⁾	(53)	(83)	(266)	(201)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	749	647	2 911	2 231
Résultat net	217	54	732	190
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	14	—	14	(180)
Résultat d'exploitation ³⁾	231	54	746	10
<i>E&P Canada</i>	77	2	159	(58)
<i>E&P International</i>	154	52	587	68
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	431	385	1 725	1 313

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés en fonction des droits dans la rubrique « Exploration et production » du présent document et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 2) Ajustements de l'impôt différé de la Société visant les actifs terrestres en Amérique du Nord au quatrième trimestre de 2017 par suite de la réforme fiscale adoptée aux États-Unis et d'une réduction du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord au troisième trimestre de 2016, lequel est passé de 50 % à 40 %.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾ (en millions de dollars)



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

Le secteur E&P Canada a inscrit un bénéfice d'exploitation de 77 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en hausse par rapport à celui de 2 M\$ inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et de la diminution des frais de prospection et des redevances, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production et par une accumulation de stocks sur la côte Est au cours du trimestre écoulé, comparativement à un prélèvement sur les stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur E&P International a inscrit un bénéfice d'exploitation de 154 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en hausse par rapport à celui de 52 M\$ inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, de la hausse de la production provenant de la Libye et de la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion qui a été enregistrée à Buzzard par suite d'une augmentation des réserves, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production au Royaume-Uni.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	14,6	16,7	11,5	12,4
Hibernia (kb/j)	27,1	30,1	28,5	26,8
White Rose (kb/j)	10,6	10,9	11,4	10,9
Hebron (kb/j)	1,8	—	0,4	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	1,4	2,8	1,9	2,8
	55,5	60,5	53,7	52,9
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	36,6	37,5	43,8	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	17,9	19,0	19,6	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	54,5	56,5	63,4	64,6
Libye (kb/j)	5,2	1,1	4,5	0,4
	59,7	57,6	67,9	65,0
Production totale (kbep/j)	115,2	118,1	121,6	117,9
Composition (liquides/gaz) (%)	98/2	97/3	97/3	96/4
Volume des ventes total (kbep/j)	104,8	120,5	120,8	119,3

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 55 500 bep/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 60 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par la déplétion naturelle, partiellement contrebalancée par la production générée par les travaux de forage de développement portant sur les actifs existants de la côte Est et par la production initiale issue de Hebron.

La production du secteur E&P International a augmenté pour s'établir à 59 700 bep/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 57 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés qui avaient été exécutés à Buzzard au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et par la hausse de la production provenant de la Libye, partiellement contrebalancés par l'interruption de service du pipeline d'un tiers qui a eu des répercussions sur Buzzard vers la fin du trimestre. Le pipeline du tiers a depuis été remis en service et les installations de Buzzard fonctionnent maintenant à une cadence normale.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 104 800 bep/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 120 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs qui ont influé sur la production et qui sont mentionnés ci-dessus, conjugués à l'accumulation de stocks sur la côte Est du Canada qui a résulté du calendrier d'expédition des pétroliers.

Prix obtenus

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	31 décembre		31 décembre	
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2017	2016	2017	2016
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	79,19	66,33	69,14	57,37
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	0,44	2,43	1,77	1,71
E&P International (\$/bep)	74,49	61,01	65,46	52,07

Les prix obtenus pour la production de pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des cours de référence du pétrole brut Brent, partiellement contrebalancée par le raffermissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur E&P ont diminué au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution du volume des ventes et de l'augmentation des dépenses en immobilisations admissibles dans le secteur E&P Canada, partiellement contrebalancées par la hausse des prix du pétrole brut.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement du fléchissement du volume des ventes sur la côte Est du Canada, partiellement contrebalancé par les charges d'exploitation additionnelles engagées à Hebron à la suite du début des activités et par l'intensification des activités en Libye.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par la diminution des taux de déplétion à Buzzard qui a découlé de l'augmentation des réserves et par l'accumulation de stocks sur la côte Est du Canada.

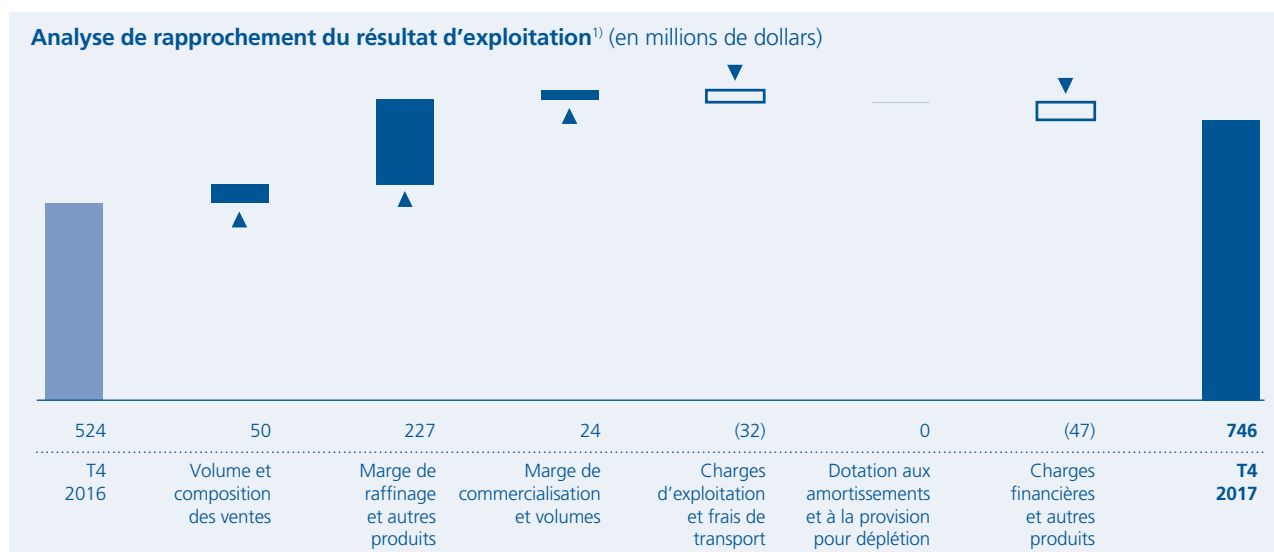
Les frais de prospection ont diminué au quatrième trimestre de 2017, ce qui s'explique par la charge comptabilisée à l'égard d'un puits improductif au large de la côte Est du Canada pour la période correspondante de l'exercice précédent.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Produits d'exploitation	5 426	4 675	19 963	17 567
Résultat net	886	524	2 658	1 890
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	(140)	—	(140)	—
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	(354)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	746	524	2 164	1 890
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	719	439	1 902	1 527
<i>Activités de commercialisation</i>	27	85	262	363
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	935	722	2 841	2 606

- 1) La Société a comptabilisé un ajustement de son impôt différé par suite de la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 %.
- 2) Profit après impôt découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.



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

Le bénéfice d'exploitation du secteur R&C selon la méthode PEPS s'est établi à 746 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en hausse comparativement à 524 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des facteurs mentionnés ci-dessous. Selon la méthode DEPS¹⁾ d'évaluation des stocks, que la direction utilise pour évaluer le rendement, le bénéfice s'est établi à 566 M\$, contre 384 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, si l'on ne tient pas compte de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017.

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

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 719 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 439 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à l'augmentation des marges de craquage de référence et à la hausse du profit lié à la méthode PEPS, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 27 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017, tandis qu'il s'était chiffré à 85 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants, le bénéfice d'exploitation tiré des activités de commercialisation a diminué d'un trimestre à l'autre, en raison de la sortie de certains actifs liés à la technologie de l'information et de l'augmentation des frais de vente qui a découlé de la hausse du volume des ventes, partiellement contrebalancées par l'accroissement du volume des ventes, y compris les volumes de ventes en gros trimestriels records enregistrés au Canada et l'amélioration des marges unitaires.

Au cours du premier trimestre de 2017, Suncor a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada. Ce groupe a contribué au bénéfice net à hauteur de 30 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 40 M\$ au quatrième trimestre de 2016. L'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants a été prise en compte au poste « Charges financières et autres produits » de l'analyse de rapprochement présentée ci-dessus.

Volumes

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	188,7	204,8	206,4	203,1
Ouest de l'Amérique du Nord	243,7	222,5	234,8	225,5
Total	432,4	427,3	441,2	428,6
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	85	92	93	92
Ouest de l'Amérique du Nord	102	93	98	94
Total	94	93	96	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	246,8	241,3	242,9	244,3
Distillat	200,9	186,7	199,3	186,1
Autres	79,1	86,8	88,3	91,0
Total	526,8	514,8	530,5	521,4
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	31,75	23,00	24,20	20,30
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	5,25	5,45	5,05	5,10

1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour s'établir à 432 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, contre 427 300 b/j au quatrième trimestre de 2016, l'excellente fiabilité des raffineries de la Société ayant été partiellement neutralisée par les répercussions qu'a eues, sur la raffinerie de Montréal, une panne d'électricité survenue aux installations d'un tiers.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 526 800 b/j au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de 514 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation du débit de traitement du brut ainsi qu'aux volumes de ventes en gros records au Canada et à la hausse des volumes de ventes au détail.

Prix et marges

Les marges des produits raffinés du secteur Raffinage et approvisionnement ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2017 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elles rendent compte essentiellement de ce qui suit :

- L'augmentation des marges de craquage de raffinage de référence et l'élargissement des écarts liés à l'emplacement des produits, partiellement contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et par le rétrécissement des écarts de prix du brut.
- Au quatrième trimestre de 2017, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une hausse du résultat d'exploitation de 180 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une hausse du résultat d'exploitation de 114 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence favorable de 66 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Les marges de commercialisation du quatrième trimestre de 2017, compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, ont été supérieures aux marges du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des prix de vente au détail et de l'apport des produits non pétroliers, partiellement contrebalancés par la diminution des marges sur les ventes en gros qui a découlé de la concurrence soutenue au chapitre des prix.

Charges et autres facteurs

Compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, les charges d'exploitation ont augmenté au quatrième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des coûts de maintenance et de l'augmentation des frais de vente variables qui a découlé de l'accroissement des volumes de ventes, partiellement contrebalancées par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines à la raffinerie d'Edmonton, y compris des travaux de révision complets des installations de raffinage d'une durée de un mois, de même que des travaux de révision d'une durée de quatre semaines à la raffinerie de Commerce City. Ces travaux devraient tous être entrepris vers la fin du premier trimestre de 2018 et se poursuivre au deuxième trimestre de 2018. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Résultat net	(391)	(323)	59	(486)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	91	222	(702)	(524)
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ¹⁾	18	—	28	73
(Profit) perte sur des swaps de taux d'intérêt ²⁾	(2)	(188)	20	(6)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	2	—	2	—
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	—	(83)	—
Décomptabilisation et pertes de valeur ⁵⁾	—	31	—	31
Coûts liés à l'acquisition de COS et charges connexes ⁶⁾	—	—	—	38
Résultat d'exploitation ⁷⁾	(282)	(258)	(676)	(874)
Énergie renouvelable	(1)	23	(4)	38
Négociation de l'énergie	(15)	19	(62)	4
Siège social	(184)	(261)	(528)	(864)
Éliminations	(82)	(39)	(82)	(52)
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation ⁷⁾	(130)	(114)	(165)	(600)

1) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.

2) (Profit) perte sur des swaps de taux d'intérêt liés à l'émission de titres d'emprunt découlant de variations des taux d'intérêt à long terme.

3) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé un ajustement de son impôt différé par suite de la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 %.

4) Profit après impôt lié à la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.

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

6) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de COS, après impôt.

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

Énergie renouvelable

Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
	60	152	255	478

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

Le secteur de l'énergie renouvelable a inscrit une perte d'exploitation de 1 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 23 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est en partie attribuable à la diminution de la production qui a résulté de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point conclue en date du 1^{er} janvier 2017 et de la vente de la centrale éolienne Ripley conclue en date du 10 juillet 2017, de même qu'à l'augmentation des frais de mise en valeur.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à une perte d'exploitation de 15 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 19 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique par les plus faibles écarts liés à l'emplacement du brut.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 184 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 261 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est principalement attribuable à la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions, aux profits de change liés aux activités d'exploitation, à la baisse des charges d'intérêts qui a découlé de la diminution de la dette à long terme de la Société et à la hausse des intérêts incorporés à l'actif. Au quatrième trimestre de 2017, la Société a incorporé une tranche de 177 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 162 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reporté un profit intersectoriel après impôt de 82 M\$, en comparaison d'un profit intersectoriel après impôt de 39 M\$ au quatrième trimestre de 2016. L'augmentation du profit différé est attribuable à l'accumulation de stocks de produits raffinés intragroupe en prévision des travaux de révision devant être exécutés au premier et au deuxième trimestres de 2018, ainsi qu'à l'augmentation des marges bénéficiaires découlant de la hausse de prix obtenus pour le pétrole brut.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 130 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation de 114 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Compte non tenu de l'incidence de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie, la variation défavorable des fonds affectés à l'exploitation est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, partiellement contrebalancés par l'incidence positive d'économies d'impôt exigible liées à des pertes de change par suite du remboursement anticipé de la dette à long terme.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Sables pétrolifères	1 160	1 057	5 059	4 724
Exploration et production	193	310	824	1 139
Raffinage et commercialisation	249	183	634	685
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	19	22	34	34
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 621	1 572	6 551	6 582
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(177)	(162)	(729)	(596)
	1 444	1 410	5 822	5 986

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2017			Période de 12 mois close le 31 décembre 2017		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	350	5	355	1 374	172	1 546
<i>Activités in situ</i>	59	2	61	305	8	313
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	130	473	603	556	2 096	2 652
Exploration et production	1	157	158	15	630	645
Raffinage et commercialisation	248	—	248	632	—	632
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	19	—	19	34	—	34
	807	637	1 444	2 916	2 906	5 822

- 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 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.
- 3) 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.

Pour le quatrième trimestre de 2017, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,444 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du quatrième trimestre de 2017 ont été supérieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que l'augmentation des dépenses en immobilisations de maintien a plus que contrebalancé la diminution des dépenses de croissance qui a été enregistrée, les gros travaux de construction à Fort Hills et à Hebron tirant à leur fin.

Les dépenses annuelles pour 2017 se sont élevées à 5,822 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, et tiennent compte de dépenses additionnelles d'environ 150 M\$ liées à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017. La Société a reçu un paiement provisoire de 76 M\$ au titre du produit d'assurance dommages matériels de 140 M\$ qu'elle prévoit recevoir, pour des dépenses en immobilisations nettes de 5,682 G\$ pour l'exercice.

L'activité du quatrième trimestre de 2017 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 355 M\$ au quatrième trimestre de 2017. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien, principalement aux travaux de maintenance planifiés portant sur les installations de valorisation et aux activités de gestion des résidus. Les dépenses en immobilisations comprennent également les dépenses liées à divers travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 61 M\$ et représentent des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses liées à des travaux de maintenance planifiés à MacKay River qui ont été achevés au quatrième trimestre et des dépenses liées aux 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 603 M\$. De ce montant, une tranche de 473 M\$ représente des dépenses en immobilisations de croissance et une tranche de 130 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien.

Fort Hills a commencé à produire, à partir de son premier train d'extraction secondaire, du bitume issu du traitement de la mousse par solvant paraffinique le 27 janvier 2018, la cadence de production s'accroissant comme prévu afin d'atteindre la capacité nominale de 194 000 bep/j. Au quatrième trimestre de 2017, la Société a poursuivi les essais de production menés dans la partie initiale de l'usine afin d'atténuer les risques liés à l'accélération de production de bitume prévue en 2018. La production de mousse a ensuite été traitée par le secteur Sables pétrolifères et incluse dans la production et les ventes de pétrole brut synthétique. Le coût total du projet avant l'achèvement des travaux de mécanique à la fin de 2017 s'est chiffré à environ 17,160 G\$, compte non tenu de l'incidence défavorable du taux de change. L'intensité capitalistique estimée par Suncor est d'environ 83 000 \$ par baril de bitume avant l'achèvement des travaux de mécanique, ce qui concorde avec l'estimation initiale de 84 000 \$ par baril de bitume produit.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, les partenaires du projet Fort Hills ont mis fin au litige commercial précédemment annoncé et sont parvenus à une entente aux termes de laquelle Suncor et Teck Resources Limited (« Teck ») ont chacune acquis une participation directe supplémentaire dans le projet Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Aux termes de l'entente, la quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 53,06 % et celle de Teck, à 20,89 %, pour des coûts d'acquisition respectifs d'environ 300 M\$ et 120 M\$, tandis que celle de Total a été ramenée à 26,05 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées ultérieurement conformément aux modalités de l'entente.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Fort Hills au quatrième trimestre de 2017 ont continué de porter sur les activités de maintien préalables visant à soutenir l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers du projet Fort Hills.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Syncrude au quatrième trimestre de 2017 ont été axées principalement sur les réparations permanentes liées à l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017 et comprenaient également divers projets visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations dans le but de soutenir l'exécution du plan de gestion des résidus miniers.

Exploration et production

Les dépenses en immobilisations du secteur E&P se sont établies à 158 M\$ au quatrième trimestre de 2017 et ont été axées principalement sur les occasions de croissance. À Hebron, les premiers barils de pétrole ont été produits plus tôt que prévu, et la cadence de production continue de s'accroître à la suite des résultats positifs de la production initiale. À pleine capacité, le projet devrait générer plus de 30 000 b/j, nets pour Suncor, la cadence de production augmentant graduellement au cours des prochaines années. Les autres activités du secteur E&P menées au quatrième trimestre comprennent le forage de développement à White Rose, à Hebron, à Terra Nova et à Hibernia, et la mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

Après la clôture du trimestre, Suncor a conclu un accord avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») aux termes de laquelle Suncor échangera la totalité de ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique et une considération de 52 M\$ contre une participation de 37 % dans Canbriam, société gazière privée. La transaction est soumise aux approbations réglementaires et devrait être conclue au premier trimestre de 2018.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 248 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités, notamment aux travaux de maintenance planifiés des raffineries, ainsi qu'aux améliorations des activités de vente au détail et aux mises à niveau des technologies de l'information.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 19 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	
	2017	31 décembre 2016
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	8,6	0,5
Compte tenu des projets majeurs en cours	6,7	0,4
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,4	2,4
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	6,5	0,5
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{2),4)}	11,2	6,5

- 1) Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 3) Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 4) Somme des fonds provenant de l'exploitation, 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 des équivalents de trésorerie, 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 2018, de l'ordre de 4,5 G\$ à 5,0 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, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et 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 ventes, 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 devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties ont une notation élevée.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué pour s'établir à 2,672 G\$ en 2017, en comparaison de 3,016 G\$ au 31 décembre 2016. Cette diminution est principalement attribuable au remboursement anticipé de billets d'un montant de capital total respectif de 1,250 G\$ US, de 600 M\$ US et de 700 M\$, ainsi qu'aux rachats des actions de la Société aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »), partiellement contrebalancés par le produit tiré de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de ses participations dans les centrales éoliennes Cedar Point et Ripley, par l'émission de billets non garantis de premier rang à 4,00 % de 750 M\$ US au cours du quatrième trimestre, par une augmentation de la dette à court terme, par le produit tiré de la vente de la participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est et par le fait que les fonds provenant de l'exploitation ont été supérieurs au total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection et aux fonds requis pour le versement de dividendes.

Comme les projets de croissance d'envergure en cours de la Société, Fort Hills et Hebron, sont pratiquement terminés, la Société prévoit que moins de liquidités seront nécessaires aux fins du financement de la croissance dans un avenir rapproché, ce qui explique qu'elle pourra rembourser sa dette à long terme et redistribuer de la trésorerie additionnelle aux actionnaires, sous réserve de la conjoncture économique et d'autres facteurs pertinents.

Au 31 décembre 2017, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 16 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 4,489 G\$ au 31 décembre 2017, en baisse par rapport à 7,467 G\$ au 31 décembre 2016, en raison d'une réduction planifiée de 1,0 G\$ de la facilité de crédit de la Société, de l'annulation par la Société d'une facilité de crédit de 950 M\$ qui avait été reprise lors de l'acquisition de COS et de l'augmentation de la dette à court terme. La Société a procédé à la réduction de sa facilité de crédit et à l'annulation de la facilité de crédit en 2017, puisque les liquidités excédentaires ne devraient plus être requises et que la réduction permettra de réduire les charges financières des périodes à venir.

Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix. Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a émis des billets non garantis de premier rang à 4,00 % de 750 M\$ US échéant le 15 novembre 2047. De plus, l'acquisition d'une participation de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est de Suncor par la Première Nation de Fort McKay et la Première Nation crie Mikisew a été conclue, pour un produit total de 503 M\$. Le produit tiré de ces transactions a été affecté au remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang à 6,05 % totalisant 600 M\$ US et de billets à moyen terme à 5,80 % totalisant 700 M\$, qui devaient initialement arriver à échéance en 2018 dans les deux cas. Le remboursement anticipé a entraîné le versement d'une prime, qui a été payée en même temps que la dette et qui sera plus que compensée par la réduction des charges d'intérêts au cours des périodes à venir.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, Suncor a remboursé des billets à 6,10 % d'un montant de 1,250 G\$ US devant initialement arriver à échéance le 1^{er} juin 2018 afin de réduire les charges financières et de procurer une souplesse financière continue. Une prime a été versée pour rembourser la dette par anticipation, mais les économies futures d'intérêts qui seront réalisées compenseront amplement ce montant. Le remboursement a été financé en majeure partie par le produit tiré des cessions d'actifs réalisées au premier trimestre de 2017.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2017, le ratio dette totale/dette totale

majorée des capitaux propres était de 25,6 % (28,1 % au 31 décembre 2016). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Dettes à court terme	2 136	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	71	54
Dettes à long terme	13 372	16 103
Dettes totales	15 579	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 672	3 016
Dettes nettes	12 907	14 414
Capitaux propres	45 383	44 630
Dettes totales majorées des capitaux propres	60 962	62 060
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	25,6	28,1

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de 12 mois clos le 31 décembre 2017	
	T4	CUM
Dettes totales à l'ouverture de la période	15 847	17 430
Diminution nette de la dette à long terme	(610)	(2 378)
Augmentation de la dette à court terme	56	981
Incidence du change sur la dette	74	(771)
Variations des contrats de location-acquisition et d'autres soldes	212	317
Dettes totales au 31 décembre 2017	15 579	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2017	2 672	2 672
Dettes nettes au 31 décembre 2017	12 907	12 907

La dette totale de la Société a diminué au quatrième trimestre de 2017, en raison du remboursement anticipé de billets non garantis de premier rang à 6,05 % totalisant 600 M\$ US et de billets à moyen terme à 5,80 % totalisant 700 M\$, qui devaient arriver à échéance en 2018 dans les deux cas, en partie contrebalancé par l'émission de billets non garantis de premier rang à 4,00 % totalisant 750 M\$ US, par une augmentation nette des contrats de location-financement essentiellement liés à Fort Hills, par l'incidence des taux de change défavorables sur la dette libellée en dollars américains et par l'augmentation des emprunts à court terme.

Depuis le début de l'exercice, en plus de la diminution nette de la dette à long terme au cours du quatrième trimestre dont il est question ci-dessus, la dette totale de la Société a diminué en raison du remboursement anticipé de billets à 6,10 % totalisant 1,250 G\$ US qui devaient initialement arriver à échéance le 1^{er} juin 2018 et de l'incidence des taux de change favorables sur la dette libellée en dollars américains en 2017, partiellement contrebalancés par une augmentation des emprunts à court terme.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 décembre 2017
Actions ordinaires	1 640 983
Options sur actions ordinaires – exerçables	17 363
Options sur actions ordinaires – non exerçables	13 747

Au 5 février 2018, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 640 706 184 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 28 905 918. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

La Société est autorisée à racheter des actions aux termes d'une offre publique de rachat afin de racheter des actions par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de son offre publique de rachat, la Société est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,0 G\$ entre le 2 mai 2017 et le 1^{er} mai 2018 et a convenu de ne pas racheter plus de 50 079 795 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2017	2016	2017	2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	18 713	—	33 153	—
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	44,57	—	42,61	—
Coût du rachat d'actions	835	—	1 413	—

Au quatrième trimestre de 2017, la Société a racheté 18 712 919 actions ordinaires au prix moyen de 44,57 \$ l'action, pour une contrepartie de 835 M\$. Suncor n'avait racheté aucune de ses actions au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Après la fin du quatrième trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un nouveau programme de rachat d'actions de 2 G\$ dont l'entrée en vigueur est actuellement prévue à l'expiration du programme actuel de la Société le 1^{er} mai 2018.

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 de l'exercice clos le 31 décembre 2016 daté du 1^{er} mars 2017 (le « rapport de gestion annuel de 2016 ») 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 diminué d'environ 2,6 G\$ (montant non actualisé) au cours de la période de 12 mois close le 31 décembre 2017, ce qui s'explique principalement par les remboursements anticipés effectués en 2017, qui ont totalisé plus de 3,0 G\$, déduction faite des titres d'emprunt totalisant 750 M\$ US émis au quatrième trimestre de 2017, et par la réduction des engagements qui a découlé de la vente des activités liées aux lubrifiants de Suncor, partiellement contrebalancés par l'augmentation des coûts liés au démantèlement et à la remise en état devant être engagés par la Société, par une augmentation des engagements liés aux contrats de location-acquisition relatifs à Fort Hills et par divers autres engagements de services pris au cours de l'exercice.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme l'incident survenu à une installation de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017, qui a eu d'importantes répercussions sur les résultats du deuxième trimestre de 2017, et les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	621,2	628,4	413,6	590,6	620,4	617,5	213,1	565,8
Exploration et production	115,2	111,5	125,5	134,5	118,1	110,6	117,6	125,6
	736,4	739,9	539,1	725,1	738,5	728,1	330,7	691,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	9 000	7 986	7 247	7 818	7 840	7 409	5 914	5 644
Autres produits (pertes)	41	43	16	25	301	(15)	(58)	(67)
	9 041	8 029	7 263	7 843	8 141	7 394	5 856	5 577
Résultat net	1 382	1 289	435	1 352	531	392	(735)	257
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17
Résultat d'exploitation¹⁾	1 310	867	199	812	636	346	(565)	(500)
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,79	0,52	0,12	0,49	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	3 016	2 472	1 627	2 024	2 365	2 025	916	682
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,83	1,49	0,98	1,21	1,42	1,22	0,58	0,45
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 755	2 912	1 671	1 628	2 791	1 979	862	48
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,67	1,75	1,00	0,98	1,68	1,19	0,54	0,03
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	6,7	5,5	4,9	3,5	0,4	(3,9)	(4,1)	(1,9)
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	8,6	7,0	6,2	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(91)	412	278	103	(222)	(112)	(27)	885
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29	0,29
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	46,15	43,73	37,89	40,83	43,90	36,42	35,84	36,17
Bourse de New York (\$ US)	36,72	35,05	29,20	30,75	32,69	27,78	27,73	27,81

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

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	55,40	48,20	48,30	51,85	49,35	44,95	45,60	33,50
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,40	52,05	49,85	53,75	49,50	45,85	45,60	33,90
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,60	6,30	5,80	9,05	6,70	6,80	7,65	8,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	69,30	57,05	62,30	64,25	62,00	55,10	55,80	34,50
WCS à Hardisty	\$ US/b	43,10	38,25	37,20	37,30	35,00	31,45	32,30	19,30
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	12,30	9,95	11,10	14,55	14,35	13,50	13,30	14,25
Condensat à Edmonton	\$ US/b	57,95	47,60	48,45	52,20	48,35	43,05	44,10	34,45
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,70	1,45	2,80	2,70	3,10	2,30	1,40	1,85
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	22,35	24,55	19,30	22,40	21,95	17,90	14,90	18,10
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,40	22,35	16,35	12,55	14,35	14,00	16,10	11,75
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,20	19,25	14,40	11,15	10,55	14,15	16,65	9,10
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,10	26,80	21,25	18,45	14,95	18,75	19,30	13,00
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,25	21,45	16,80	14,00	13,15	14,50	14,85	11,05
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,80	0,74	0,76	0,75	0,77	0,78	0,73
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,80	0,80	0,77	0,75	0,74	0,76	0,77	0,77

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

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2016 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 2016 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2016.

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 28 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2016, à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 décembre 2017 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2016 de Suncor.

Impôt sur le résultat

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement américain a promulgué une réduction du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 % en date du 1^{er} janvier 2018. En conséquence, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé net de 124 M\$.

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a promulgué une hausse du taux d'imposition provincial des sociétés, qui est passé de 11 % à 12 %. En conséquence, la Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une charge d'impôt différé de 18 M\$.

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

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage 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 et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié au volume de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes 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, exception faite de la production de la Libye qui est exempte de redevances, ainsi que 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 serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, 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, d'autres ajustements d'impôt sur le résultat et de l'incidence nette de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017.

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2017	2016
Ajustements du résultat net			
Résultat net		4 458	434
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains		(702)	(524)
Charge d'intérêts nette		158	304
	A	3 914	214
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		14 414	11 254
Capitaux propres		44 630	39 039
		59 044	50 293
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		12 907	14 414
Capitaux propres		45 383	44 630
		58 290	59 044
Capital moyen investi	B	58 667	57 999
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	6,7	0,4
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	12 901	10 147
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	8,6	0,5

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

Les fonds provenant de (affectés à) l'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 extracôticières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat ainsi que le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation présentés dans le présent document pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des fonds provenant de (affectés à) l'exploitation du trimestre clos le 31 décembre 2017 et des trois trimestres précédents. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec la mesure consolidée établie conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion ou rapport aux actionnaires, selon le cas, établi pour le trimestre concerné.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résultat net	670	276	217	54	886	524	(391)	(323)	1 382	531
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 055	1 038	219	294	196	196	18	73	1 488	1 601
Impôt sur le résultat différé	181	(14)	5	(44)	(161)	(3)	78	(9)	103	(70)
Augmentation des passifs	49	53	12	10	2	2	—	—	63	65
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	74	313	74	313
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	2	—	—	—	9	(1)	5	(271)	16	(272)
Profit à la cession d'actifs	(46)	—	—	—	(2)	(21)	—	—	(48)	(21)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	26	—	26	—
Rémunération fondée sur des actions	34	57	4	7	17	32	61	105	116	201
Frais de prospection	—	—	—	65	—	—	—	—	—	65
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(76)	(55)	(15)	(1)	(7)	(7)	—	—	(98)	(63)
Autres	(89)	17	(11)	—	(5)	—	(1)	(2)	(106)	15
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 780	1 372	431	385	935	722	(130)	(114)	3 016	2 365
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(509)	217	101	156	496	982	(349)	(929)	(261)	426
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	1 271	1 589	532	541	1 431	1 704	(479)	(1 043)	2 755	2 791

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résultat net	1 009	(1 149)	732	190	2 658	1 890	59	(486)	4 458	445
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 782	3 864	1 028	1 381	685	702	106	170	5 601	6 117
Impôt sur le résultat différé	170	(78)	(113)	(506)	(138)	12	330	60	249	(512)
Augmentation des passifs	195	208	45	53	7	7	—	1	247	269
(Profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(771)	(458)	(771)	(458)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	2	19	—	—	9	27	117	(53)	128	(7)
Profit à la cession d'actifs	(50)	(33)	—	—	(354)	(35)	(70)	—	(474)	(68)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	51	99	51	99
Rémunération fondée sur des actions	(3)	41	6	12	4	21	24	68	31	142
Frais de prospection	—	—	41	204	—	—	—	—	41	204
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(305)	(248)	(31)	(1)	(17)	(20)	—	—	(353)	(269)
Autres	(62)	45	17	(20)	(13)	2	(11)	(1)	(69)	26
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	4 738	2 669	1 725	1 313	2 841	2 606	(165)	(600)	9 139	5 988
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(451)	(383)	(13)	60	1 563	787	(1 272)	(772)	(173)	(308)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	4 287	2 286	1 712	1 373	4 404	3 393	(1 437)	(1 372)	8 966	5 680

Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant des fonds provenant de l'exploitation, les dépenses de maintien, y compris les intérêts incorporés à l'actif connexes, et les dividendes. Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les

distributions aux actionnaires et financer les investissements de croissance. La direction utilise cette mesure pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer les investissements de croissance.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Fonds provenant de l'exploitation	3 016	2 365	9 139	5 988
Dépenses de maintien et dividendes	(1 344)	(990)	(5 083)	(4 191)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 672	1 375	4 056	1 797

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) 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) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude en fonction 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 de Syncrude, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères.

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. La marge de raffinage est calculée en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte de la marge non liée au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société, ainsi que ses anciennes activités liées aux lubrifiants. Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et à ses anciennes activités liées aux lubrifiants et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des

entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 871	1 580	5 952	5 813
Autres (pertes) produits	(13)	(10)	73	16
Marge non liée au raffinage	(467)	(592)	(1 800)	(2 403)
Marge de raffinage	1 391	978	4 225	3 426
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	43 801	42 510	174 461	168 798
Marge de raffinage (\$/b)	31,75	23,00	24,20	20,30
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	545	586	2 007	2 203
Coûts non liés au raffinage	(316)	(355)	(1 125)	(1 343)
Charges d'exploitation de raffinage	229	231	882	860
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	43 801	42 510	174 461	168 798
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,25	5,45	5,05	5,10

1) La production des raffineries représente le volume de production issu du processus de raffinage, et elle diffère du volume de pétrole brut traité en raison d'ajustements volumétriques en fonction des charges d'alimentation autres que le pétrole brut, du gain volumétrique associé au processus de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.

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

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

Unités de mesure

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

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

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

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; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales, notamment 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; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; 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 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 », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- l'attente selon laquelle la Société recevra un produit d'assurance dommages matériels totalisant environ 140 M\$ lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017 et l'attente selon laquelle le versement résiduel sera reçu en 2018;
- l'attente selon laquelle Fort Hills générera une capacité de production supplémentaire de près de 103 000 bep/j, nets pour Suncor, au terme de la phase d'augmentation graduelle de la production en 2018; la capacité nominale de 194 000 bep/j; les essais de production menés dans la partie initiale de l'usine atténueront les risques liés à l'accélération de la production de bitume prévue en 2018; l'intensité capitalistique estimée par Suncor s'établira à environ 83 000 \$ avant l'achèvement des travaux de mécanique à la fin de 2017 et les activités de maintien préalables soutiendront l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers à Fort Hills;
- l'attente selon laquelle Hebron, à capacité maximale, générera plus de 30 000 blj, nets pour Suncor, et la cadence de production augmentera graduellement au cours des prochaines années;
- le fait que Suncor estime que l'ajout des projets Fort Hills et Hebron au portefeuille de la Société créera de la valeur à long terme pour les actionnaires;
- la possibilité que les participations directes dans le projet Fort Hills soient rajustées ultérieurement conformément aux modalités de l'entente conclue avec les partenaires du projet;
- l'attente selon laquelle la diminution nette de la dette à long terme au quatrième trimestre de 2017 réduira les charges financières des périodes à venir et procurera une souplesse financière continue;
- les attentes concernant les programmes de rachats d'actions de la Société;
- l'incidence et le calendrier prévus des travaux de maintenance planifiés, y compris ceux devant être exécutés aux raffineries d'Edmonton et de Commerce City;
- 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;
- les attentes concernant la clôture de la transaction avec Canbriam et le moment de cette clôture;
- le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 4,5 G\$ à 5,0 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 qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été

consenties, de l'émission de papier commercial et de la cession d'actifs non essentiels et de l'accès aux marchés financiers;

- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et 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 dont la notation est élevée;
- l'attente selon laquelle, comme les projets de croissance d'envergure en cours de la Société que sont Fort Hills et Hebron sont presque terminés, moins de liquidités seront nécessaires aux fins de financement de la croissance dans un avenir rapproché, ce qui permettra à la Société de rembourser la dette à long terme et de redistribuer de la trésorerie additionnelle aux actionnaires, sous réserve de la conjoncture économique et d'autres facteurs pertinents;
- l'attente de Suncor selon laquelle la réduction de la facilité de crédit de la Société et l'annulation de la facilité de crédit qui avait été reprise dans le cadre de l'acquisition de COS réduiront les charges financières des périodes à venir;
- l'attente selon laquelle la prime qui a été versée relativement au remboursement anticipé de la dette en 2017 sera plus que compensée par la réduction des charges d'intérêts au cours des périodes à venir;
- le fait que la gestion du niveau d'endettement soit une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et du contexte actuel de volatilité des prix et le fait que Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- les hypothèses de contexte commercial de Suncor quant au taux d'imposition des sociétés aux États-Unis;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les charges d'exploitation soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations réglementaires et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités d'exploitation, 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 d'exploitation, 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; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations réglementaires et des parties intéressées; 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 l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications apportées aux politiques et aux règlements sur l'environnement; 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 (y compris les feux de forêt), 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 technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite de piratages informatiques ou de cyberterrorismes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives au changement climatique; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'entreprises ou 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 la satisfaction de toute condition liée à une autorisation demandée; les risques liés aux revendications territoriales et aux exigences en matière de consultation des Autochtones; les risques liés aux litiges; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent document, et dans le rapport de gestion annuel de 2016 et la notice annuelle de 2016 ainsi que le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	9 000	7 840	32 051	26 807
Autres produits (note 4)	41	301	125	161
	9 041	8 141	32 176	26 968
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 773	2 402	11 121	9 877
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 435	2 536	9 245	9 150
Transport	256	279	1 037	1 072
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 488	1 601	5 601	6 117
Prospection	26	86	104	289
Profit à la cession d'actifs (notes 13 et 14)	(47)	(21)	(602)	(68)
Charges financières (produits financiers) (note 6)	225	532	(246)	445
	7 156	7 415	26 260	26 882
Résultat avant impôt	1 885	726	5 916	86
Impôt sur le résultat – Charge (économie) (note 7)				
Exigible	400	265	1 209	153
Différé	103	(70)	249	(512)
	503	195	1 458	(359)
Résultat net	1 382	531	4 458	445
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires ordinaires	1 382	531	4 458	434
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	11
	1 382	531	4 458	445
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	8	36	(198)	(258)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt sur le résultat	(22)	450	31	(24)
Autres éléments du résultat global	(14)	486	(167)	(282)
Résultat global	1 368	1 017	4 291	163
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)				
Résultat net de base et dilué	0,84	0,32	2,68	0,28
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,84	0,32	2,68	0,27
Dividendes en trésorerie	0,32	0,29	1,28	1,16

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2017	31 décembre 2016
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 672	3 016
Créances	3 281	3 182
Stocks	3 468	3 240
Impôt sur le résultat à recouvrer	156	376
Actifs détenus en vue de la vente (notes 13 et 14)	—	1 205
Total de l'actif courant	9 577	11 019
Immobilisations corporelles, montant net	73 493	71 259
Prospection et évaluation	2 052	2 038
Autres actifs	1 211	1 248
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 061	3 075
Actifs d'impôt différé	100	63
Total de l'actif	89 494	88 702
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	2 136	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	71	54
Dettes et charges à payer	6 203	5 588
Tranche courante des provisions	722	781
Impôt à payer	425	224
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (notes 13 et 14)	—	197
Total du passif courant	9 557	8 117
Dettes à long terme	13 372	16 103
Autres passifs non courants (notes 11 et 15)	2 412	2 067
Provisions (note 12)	7 237	6 542
Passifs d'impôt différé	11 533	11 243
Capitaux propres	45 383	44 630
Total du passif et des capitaux propres	89 494	88 702

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2017	31 décembre 2016	2017	closes les 31 décembre 2016
Activités d'exploitation				
Résultat net	1 382	531	4 458	445
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 488	1 601	5 601	6 117
Impôt sur le résultat différé	103	(70)	249	(512)
Charge de désactualisation	63	65	247	269
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	74	313	(771)	(458)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	16	(272)	128	(7)
Profit à la cession d'actifs (notes 13 et 14)	(48)	(21)	(474)	(68)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 6)	26	—	51	99
Rémunération fondée sur des actions	116	201	31	142
Prospection	—	65	41	204
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(98)	(63)	(353)	(269)
Autres	(106)	15	(69)	26
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(261)	426	(173)	(308)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 755	2 791	8 966	5 680
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 621)	(1 572)	(6 551)	(6 582)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited	—	—	—	109
Acquisitions (note 16)	(308)	(68)	(308)	(1 014)
Produit de la cession d'actifs ¹⁾	80	33	1 611	229
Autres placements	(24)	(14)	(38)	(25)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	339	(179)	267	(224)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 534)	(1 800)	(5 019)	(7 507)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2017	31 décembre 2016	2017	closes les 31 décembre 2016
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	56	(719)	981	531
Remboursement sur la dette à long terme	(1 515)	(14)	(3 283)	(1 693)
Émission de titres de créance à long terme (note 6)	905	—	905	993
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	123	116	228	133
(Rachat) émission d'actions ordinaires (notes 9 et 10)	(835)	—	(1 413)	2 782
Produit de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle (note 15)	483	—	483	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(526)	(483)	(2 124)	(1 877)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 309)	(1 100)	(4 223)	869
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents	(88)	(109)	(276)	(958)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	3	23	(68)	(75)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 757	3 102	3 016	4 049
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 672	3 016	2 672	3 016
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	332	395	941	992
Impôt sur le résultat payé (reçu)	283	(105)	557	(161)

1) Inclut le produit d'assurance dommages matériels de 76 M\$ lié à Syncrude.

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Participation ne donnant pas le contrôle	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2015	19 466	633	1 265	—	17 675	39 039	1 446 013
Résultat net	—	—	—	11	434	445	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(258)	—	—	(258)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 5 \$	—	—	—	—	(24)	(24)	—
Résultat global	—	—	(258)	11	410	163	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	216	(84)	—	—	—	132	3 983
Émissions contre trésorerie, déduction faite de l'impôt de 26 \$ (note 9)	2 808	—	—	—	—	2 808	82 225
Émissions dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited	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 Limited	1 298	—	—	(1 183)	(115)	—	36 879
Rémunération fondée sur des actions	—	39	—	—	—	39	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 877)	(1 877)	—
31 décembre 2016	26 942	588	1 007	—	16 093	44 630	1 667 914
Résultat net	—	—	—	—	4 458	4 458	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(198)	—	—	(198)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 19 \$	—	—	—	—	31	31	—
Résultat global	—	—	(198)	—	4 489	4 291	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	297	(69)	—	—	—	228	6 223
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(536)	—	—	—	(877)	(1 413)	(33 154)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 10)	(97)	—	—	—	(180)	(277)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	48	—	—	—	48	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(2 124)	(2 124)	—
31 décembre 2017	26 606	567	809	—	17 401	45 383	1 640 983

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 comprennent notamment 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 2016.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 7 février 2018.

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 2016.

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 à des jugements

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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.

3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels 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 portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 027	2 514	949	741	5 389	4 663	10	21	9 375	7 939
Produits intersectoriels	1 089	842	—	1	37	12	(1 126)	(855)	—	—
Moins les redevances	(175)	(4)	(200)	(95)	—	—	—	—	(375)	(99)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 941	3 352	749	647	5 426	4 675	(1 116)	(834)	9 000	7 840
Autres produits (pertes)	61	8	8	—	(13)	(10)	(15)	303	41	301
	4 002	3 360	757	647	5 413	4 665	(1 131)	(531)	9 041	8 141
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	233	101	—	—	3 555	3 095	(1 015)	(794)	2 773	2 402
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 616	1 634	101	115	545	586	173	201	2 435	2 536
Transport	169	177	20	21	80	95	(13)	(14)	256	279
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 055	1 038	219	294	196	196	18	73	1 488	1 601
Prospection	6	—	20	86	—	—	—	—	26	86
Profit à la cession d'actifs	(46)	—	—	—	(1)	(21)	—	—	(47)	(21)
Charges financières (produits financiers)	55	58	14	20	3	(2)	153	456	225	532
	3 088	3 008	374	536	4 378	3 949	(684)	(78)	7 156	7 415
Résultat avant impôt	914	352	383	111	1 035	716	(447)	(453)	1 885	726
Impôt sur le résultat – Charge (produit)										
Exigible	63	90	161	101	310	195	(134)	(121)	400	265
Différé	181	(14)	5	(44)	(161)	(3)	78	(9)	103	(70)
	244	76	166	57	149	192	(56)	(130)	503	195
Résultat net	670	276	217	54	886	524	(391)	(323)	1 382	531
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 160	1 057	193	310	249	183	19	22	1 621	1 572

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	9 586	7 229	3 487	2 329	19 871	17 459	38	55	32 982	27 072
Produits intersectoriels	3 551	2 293	—	115	92	108	(3 643)	(2 516)	—	—
Moins les redevances	(355)	(52)	(576)	(213)	—	—	—	—	(931)	(265)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 782	9 470	2 911	2 231	19 963	17 567	(3 605)	(2 461)	32 051	26 807
Autres produits (pertes)	86	26	(14)	45	73	16	(20)	74	125	161
	12 868	9 496	2 897	2 276	20 036	17 583	(3 625)	(2 387)	32 176	26 968
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	623	548	—	—	14 011	11 754	(3 513)	(2 425)	11 121	9 877
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	6 257	5 777	422	483	2 007	2 203	559	687	9 245	9 150
Transport	690	666	86	86	312	366	(51)	(46)	1 037	1 072
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 782	3 864	1 028	1 381	685	702	106	170	5 601	6 117
Prospection	15	30	89	259	—	—	—	—	104	289
Profit à la cession d'actifs	(50)	(33)	—	—	(455)	(35)	(97)	—	(602)	(68)
Charges financières (produits financiers)	180	234	36	82	15	10	(477)	119	(246)	445
	11 497	11 086	1 661	2 291	16 575	15 000	(3 473)	(1 495)	26 260	26 882
Résultat avant impôt	1 371	(1 590)	1 236	(15)	3 461	2 583	(152)	(892)	5 916	86
Impôt sur le résultat – Charge (produit)										
Exigible	192	(363)	617	301	941	681	(541)	(466)	1 209	153
Différé	170	(78)	(113)	(506)	(138)	12	330	60	249	(512)
	362	(441)	504	(205)	803	693	(211)	(406)	1 458	(359)
Résultat net	1 009	(1 149)	732	190	2 658	1 890	59	(486)	4 458	445
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	5 059	4 724	824	1 139	634	685	34	34	6 551	6 582

4. AUTRES PRODUITS (PERTES)

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Activités de négociation de l'énergie				
(Pertes) profits comptabilisés en résultat pour la période	(19)	16	(37)	(47)
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	7	14	(39)	62
Activités de gestion des risques ¹⁾	(51)	228	(19)	(25)
Produit financier et produit d'intérêts	22	21	162	77
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ²⁾	76	15	76	41
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres	6	7	(18)	53
	41	301	125	161

1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétroliers 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 enregistré au quatrième trimestre de 2017 pour Syncrude et le produit d'assurance dommages matériels enregistré au deuxième trimestre de 2016 pour les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production.

5. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	7	17	48	48
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	110	189	334	395
	117	206	382	443

6. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Intérêts sur la dette	241	259	945	1 012
Intérêts incorporés à l'actif	(177)	(163)	(729)	(597)
Charge d'intérêts	64	96	216	415
Intérêts sur le passif au titre du partenariat (note 15)	5	—	5	—
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	14	58	59
Charge de désactualisation	63	65	247	269
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	74	313	(771)	(458)
Écarts de change et autres	(21)	44	(52)	61
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	26	—	113	99
Profits réalisés sur les couvertures de change	—	—	(62)	—
	225	532	(246)	445

Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a remboursé par anticipation ses billets non garantis de premier rang de 600 M\$ US (valeur comptable de 771 M\$) portant intérêt au taux de 6,05 % et dont l'échéance initiale était le 15 mai 2018, pour un montant de 614 M\$ US (788 M\$), dont 3 M\$ US (4 M\$) en intérêts cumulés. La Société a aussi remboursé par anticipation ses billets à moyen terme de série 4 non garantis de premier rang portant intérêt à 5,80 % d'un capital de 700 M\$ et dont l'échéance initiale était le 22 mai 2018, pour un montant de 715 M\$, dont 3 M\$ en intérêts cumulés. La Société a réalisé une perte sur extinction de dette totalisant 26 M\$ (18 M\$ après impôt).

Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a émis des billets non garantis de premier rang d'un capital de 750 M\$ US et échéant le 15 novembre 2047. Les billets portent intérêt au taux de 4,00 % et leur prix a été fixé à 99,498 \$ le billet, soit un taux effectif de 4,029 %.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a remboursé par anticipation ses billets non garantis de premier rang de 1,250 G\$ US (valeur comptable de 1,700 G\$), dont l'échéance initiale était le 1^{er} juin 2018, pour un montant de 1,344 G\$ US (1,830 G\$), dont 31 M\$ US (42 M\$) en intérêts cumulés. Conjointement avec le remboursement anticipé des billets, la Société a aussi réalisé des profits de 62 M\$ sur des couvertures de change, ce qui a donné lieu à une perte sur l'extinction d'une dette totalisant 25 M\$ (10 M\$ après impôt).

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 de premier rang 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 %.

Au cours du deuxième trimestre de 2016, la Société a racheté la dette d'une filiale d'un capital de 688 M\$ US (valeur comptable de 864 M\$) dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») pour 751 M\$ US (973 M\$), dont des intérêts cumulés de 8 M\$ US (10 M\$), ce qui a donné lieu à une perte de 99 M\$ (73 M\$, après impôt) sur l'extinction d'une dette. La Société a aussi remboursé un montant d'environ 600 M\$ sur la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS.

7. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement des États-Unis a promulgué une baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui a été ramené de 35 % à 21 % au 1^{er} janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 124 M\$.

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a promulgué une hausse du taux d'imposition provincial des sociétés, qui est passé de 11 % à 12 %. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une charge d'impôt différé de 18 M\$.

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

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

8. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Bénéfice net	1 382	531	4 458	445
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	(1)	(1)	(1)
Bénéfice net – dilué	1 382	530	4 457	444
Bénéfice net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 382	531	4 458	434
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	(1)	(1)	(1)
Bénéfice net dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	1 382	530	4 457	433
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 650	1 666	1 661	1 610
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	5	4	4	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 655	1 670	1 665	1 612
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base et dilué par action	0,84	0,32	2,68	0,28
Résultat de base et dilué par action attribuable aux actionnaires ordinaires	0,84	0,32	2,68	0,27

1) Les attributions comportant une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes d'attribution réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif pour la période. Il a été déterminé que la comptabilisation de ces attributions à titre de paiements réglés en actions avait un effet dilutif pour les trimestres et les périodes de 12 mois clos les 31 décembre 2017 et 2016.

9. CAPITAL-ACTIONS

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

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

Le 26 avril 2017, la Société a annoncé son intention de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« l'offre publique de rachat 2017 ») afin de racheter des actions par l'intermédiaire 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 2017, la Société peut racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale de 2,0 G\$ entre le 2 mai 2017 et le 1^{er} mai 2018. Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a racheté 18,7 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat 2017 au prix moyen de 44,57 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 835 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 décembre 2016	2017	31 décembre 2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		—		—
Actions rachetées	18 713	—	33 154	—
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	303	—	536	—
Résultats non distribués	532	—	877	—
Coût des rachats d'actions	835	—	1 413	—

Aux termes d'une convention de rachat automatique conclue avec un courtier indépendant, la Société a comptabilisé le passif suivant pour les rachats d'actions qui pourraient avoir lieu au cours de la période d'interdiction de négociation de titres à l'interne.

(en millions de dollars)	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	97	—
Résultats non distribués	180	—
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	277	—

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques de la Société, tous évalués à la juste valeur au 31 décembre 2017.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2016	(36)	(18)	(54)
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de la période	(12)	17	5
Pertes comptabilisées en résultat pour la période (note 4)	(37)	(19)	(56)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2017	(85)	(20)	(105)

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2017, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	21	53	—	74
Dettes	(74)	(105)	—	(179)
	(53)	(52)	—	(105)

Au cours du quatrième trimestre de 2017, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs ni aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2017, la Société n'avait aucun swap différé en cours, car toutes les positions avaient été réglées au cours de l'exercice.

Instruments financiers non dérivés

Au 31 décembre 2017, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,1 G\$ (15,1 G\$ au 31 décembre 2016) et sa juste valeur, à 14,7 G\$ (17,5 G\$ au 31 décembre 2016). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

Suncor a conclu une entente de partenariat avec la Première Nation de Fort McKay (FMFN) et la Première Nation crie Mikisew (MCFN), selon laquelle FMFN et MCFN ont acquis une participation combinée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est (ETFD). Le passif au titre du partenariat est comptabilisé au coût amorti selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Au 31 décembre 2017, la valeur comptable du passif au titre du partenariat comptabilisé au coût amorti s'établit à 483 M\$.

12. PROVISIONS

Une baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, à 3,70 % (3,90 % au 31 décembre 2016), et la constatation de dommages supplémentaires, contrebalancée par le règlement de passifs, se sont traduites par une augmentation globale de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux de 719 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2017.

13. VENTE DES ACTIVITÉS LIÉES AUX LUBRIFIANTS

Le 1^{er} février 2017, la Société a conclu la vente déjà annoncée de ses activités liées aux lubrifiants pour un produit de 1,1 G\$, avant les ajustements liés à la clôture et d'autres coûts liés à la clôture. Cette vente a donné lieu à un profit après impôt de 354 M\$, montant qui comprend une charge d'impôt exigible de 101 M\$ et un produit d'impôt différé de 11 M\$, comptabilisés dans le secteur Raffinage et commercialisation.

14. VENTE DE CEDAR POINT

La Société a vendu sa participation dans le parc éolien de Cedar Point situé dans le sud-ouest de l'Ontario pour un produit de 291 M\$, avant les ajustements liés à la clôture et d'autres coûts liés à la clôture, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017. La cession a donné lieu à un profit après impôt de 83 M\$, y compris une charge fiscale exigible de 29 M\$ et un recouvrement d'impôt différé de 15 M\$, comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

15. CESSION PARTIELLE DU PROJET D'AGRANDISSEMENT DU PARC DE STOCKAGE EST

Le 22 novembre 2017, la Société a conclu la cession déjà annoncée à FMFN et à MCFN d'une participation de 49 % dans l'ETFD, pour un produit brut de 503 M\$. Suncor conservera une participation de 51 % et demeurera l'exploitant des actifs. Étant donné que le partenariat a une obligation non discrétionnaire de distribuer aux partenaires le montant en trésorerie résiduel mensuel variable dans ETFD, la Société a comptabilisé un passif correspondant dans les autres passifs à long terme, pour refléter la participation de 49 % ne donnant pas le contrôle des tiers. En conséquence, la Société continuera de consolider la totalité (100 %) des résultats du partenariat. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2017, la Société a versé des distributions de 25 M\$ aux partenaires, dont 5 M\$ ont été attribués à la charge d'intérêts et 20 M\$, au principal.

16. FORT HILLS

Le 21 décembre 2017, les partenaires dans le projet Fort Hills ont réglé leur litige commercial et conclu une entente par laquelle Suncor a acquis une participation supplémentaire de 2,26 % dans le projet, pour une contrepartie de 308 M\$. Teck Resources Limited (« Teck ») a également acquis une participation supplémentaire de 0,89 % dans le projet par suite de l'entente. La quote-part de Suncor dans le projet a ainsi été portée à 53,06 % et celle de Teck, à 20,89 %, celle de Total E&P Canada Ltd. (« Total ») étant ramenée à 26,05 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient encore être ajustées conformément aux termes de l'entente.

La Société a révisé ses hypothèses relatives au projet Fort Hills concernant le prix des marchandises, les dépenses en immobilisations et les charges d'exploitation. Par suite de cette révision, la Société a soumis sa quote-part dans le projet à un test de dépréciation au 31 décembre 2017. Le test de dépréciation a été effectué selon une méthode fondée sur la juste valeur diminuée des coûts de sortie, et aucune perte de valeur n'a été décelée. Une approche fondée sur les flux de trésorerie attendus a été utilisée d'après les données sur les réserves à la fin de l'exercice 2017 et selon les hypothèses retenues dans la planification à long terme revues et approuvées par la direction, notamment les hypothèses suivantes (données d'évaluation de la juste valeur de niveau 3) :

- prix prévu du WCS de 56,40 \$ CA/b en 2018, de 63,60 \$ CA/b en 2019, de 65,60 \$ CA/b en 2020, de 67,50 \$ CA/b en 2021, de 71,60 \$ CA/b en 2022, de 75,00 \$ CA/b en 2023 et les années suivantes (en dollars réels), ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 7,25 % (après impôt);
- production d'environ 100 800 barils par jour suivant une période d'accélération de la production de 12 mois débutant au cours du premier trimestre de 2018;
- charges d'exploitation d'environ 21,95 \$ par baril en moyenne sur la durée du projet (en dollars réels).

Compte tenu des hypothèses ci-dessus, la valeur recouvrable estimée de la participation de la Société dans Fort Hills excède la valeur comptable. La valeur recouvrable est sensible aux variations des principales hypothèses. Toute révision future de l'une ou de plusieurs de ces hypothèses pourrait faire en sorte que la valeur recouvrable soit inférieure à la valeur comptable, ce qui pourrait donner lieu à une perte de valeur. Une diminution de 5 % des prix réalisés présumés ferait baisser la valeur recouvrable d'environ 1,1 G\$. Une augmentation de 1 % du taux d'actualisation ferait diminuer la valeur recouvrable d'environ 1,6 G\$ et une augmentation de 5 % des charges d'exploitation futures estimatives ferait diminuer la valeur recouvrable de 0,5 G\$ (les données de l'analyse de sensibilité sont présentées après impôt).

La valeur comptable de la quote-part de la Société dans le projet Fort Hills au 31 décembre 2017 s'établit à 11,8 G\$, ce qui comprend les intérêts incorporés à l'actif, les contrats de location-acquisition et les montants attribués au projet au moment de la fusion de la Société avec Petro-Canada en 2009.

17. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Le 7 février 2018, Suncor a conclu une entente avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») afin de faire l'acquisition d'une participation de 37 % dans Canbriam, une société gazière privée, en échange de la quasi-totalité des propriétés foncières de Suncor dans le nord-est de la Colombie-Britannique et d'une contrepartie de 52 M\$. La clôture de la transaction, qui est soumise à l'approbation des organismes de réglementation, devrait avoir lieu au premier trimestre de 2018.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2016	
Produits des activités ordinaires et autres produits	9 041	8 029	7 263	7 843	8 141	32 176	26 968
Résultat net							
Sables pétrolifères	670	314	(277)	302	276	1 009	(1 149)
Exploration et production	217	161	182	172	54	732	190
Raffinage et commercialisation	886	597	346	829	524	2 658	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(391)	217	184	49	(323)	59	(486)
	1 382	1 289	435	1 352	531	4 458	445
Résultat d'exploitation^{A)}							
Sables pétrolifères	615	314	(277)	302	316	954	(1 109)
Exploration et production	231	161	182	172	54	746	10
Raffinage et commercialisation	746	597	346	475	524	2 164	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(282)	(205)	(52)	(137)	(258)	(676)	(874)
	1 310	867	199	812	636	3 188	(83)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)}							
Sables pétrolifères	1 780	1 276	573	1 109	1 372	4 738	2 669
Exploration et production	431	375	438	481	385	1 725	1 313
Raffinage et commercialisation	935	827	504	575	722	2 841	2 606
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(130)	(6)	112	(141)	(114)	(165)	(600)
	3 016	2 472	1 627	2 024	2 365	9 139	5 988
Par action ordinaire							
Résultat net de base et dilué	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	2,68	0,28
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires – de base et dilué	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	2,68	0,27
Résultat d'exploitation – de base ^{A)}	0,79	0,52	0,10	0,49	0,38	1,92	(0,05)
Dividendes en trésorerie – de base	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29	1,28	1,16
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{A)}	1,83	1,49	0,98	1,21	1,42	5,50	3,72
Rendement du capital investi^{A)}							
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)			8,6	7,0	6,2	4,4	0,5
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)			6,7	5,5	4,9	3,5	0,4

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				31 déc. 2016	Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017		31 déc. 2017	31 déc. 2016
Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	621,2	628,4	413,6	590,6	620,4	563,7	504,9
Activités du secteur Sables pétrolifères							
Volumes de production (kb/j)							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	324,9	324,4	288,6	332,8	324,5	317,7	258,9
Bitume non valorisé	121,9	144,9	64,0	115,7	108,9	111,7	115,9
Production du secteur Sables pétrolifères	446,8	469,3	352,6	448,5	433,4	429,4	374,8
Production de bitume (kb/j)							
Production minière	296,7	328,1	293,1	311,1	284,8	305,4	238,0
Activités <i>in situ</i> – Firebag	208,5	203,6	110,9	202,8	204,5	181,5	180,8
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	28,3	30,8	30,0	35,6	33,9	31,1	27,6
Total de la production de bitume	533,5	562,5	434,0	549,5	523,2	518,0	446,4
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	95,5	105,9	104,4	124,9	87,2	107,9	87,3
Diesel	21,1	30,4	29,6	30,3	28,4	27,5	21,2
Brut léger sulfureux	214,4	183,2	160,1	176,4	201,5	183,6	153,4
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	331,0	319,5	294,1	331,6	317,1	319,0	261,9
Bitume non valorisé	130,7	120,3	86,0	104,9	103,5	110,6	117,4
Ventes	461,7	439,8	380,1	436,5	420,6	429,6	379,3
Charges d'exploitation décaissées – moyenne ^{1)A)} (\$/b)*							
Charges décaissées	22,55	20,40	25,70	20,15	22,10	21,95	24,35
Gaz naturel	1,65	1,20	2,10	2,40	2,85	1,85	2,15
	24,20	21,60	27,80	22,55	24,95	23,80	26,50
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement ^{1)A)B)} (\$/b)							
Charges décaissées	24,55	20,60	21,25	19,95	22,55	21,55	25,00
Gaz naturel	0,45	0,25	0,60	0,60	0,80	0,45	0,60
	25,00	20,85	21,85	20,55	23,35	22,00	25,60
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement ^{1)A)} (\$/b)							
Charges décaissées	6,20	6,75	10,95	7,00	6,35	7,35	7,60
Gaz naturel	2,65	2,20	4,00	4,00	4,40	3,15	3,30
	8,85	8,95	14,95	11,00	10,75	10,50	10,90

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

B) Les charges d'exploitation décaissées liées à la production minière de bitume seulement pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2016 ont été retraitées.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les				31 déc. 2016	Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017		31 déc. 2017	31 déc. 2016
Syncrude							
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	174,4	159,1	61,0	142,1	187,0	134,3	130,1
Production de bitume (kb/j)	207,5	193,7	82,4	170,0	219,6	163,6	151,1
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	177,1	157,1	61,3	140,9	192,6	132,9	131,2
Charges d'exploitation décaissées^{1A)} (\$/b)							
Charges décaissées	31,75	34,00	89,90	43,25	31,05	42,50	34,60
Gaz naturel	1,05	1,00	7,90	1,90	1,50	1,55	1,35
	32,80	35,00	97,80	45,15	32,55	44,05	35,95

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)}	Trimestres clos les					Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Bitume (\$/b)							
Prix moyen obtenu	42,00	38,10	37,61	35,03	31,68	38,45	23,50
Redevances	(1,02)	(0,50)	(0,69)	(0,54)	(0,33)	(0,71)	(0,23)
Frais de transport	(3,06)	(3,78)	(7,06)	(6,57)	(5,52)	(4,85)	(5,38)
Charges d'exploitation nettes	(7,61)	(8,26)	(14,05)	(9,98)	(9,99)	(9,59)	(11,25)
Revenus d'exploitation nets	30,31	25,56	15,81	17,94	15,84	23,30	6,64
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)							
Prix moyen obtenu	70,27	59,69	64,20	66,38	62,28	65,21	53,53
Redevances	(1,14)	(1,03)	(1,19)	(0,59)	2,74	(0,98)	0,50
Frais de transport	(3,87)	(3,65)	(3,72)	(3,98)	(3,98)	(3,81)	(3,76)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(23,21)	(21,66)	(24,14)	(21,01)	(22,56)	(22,47)	(24,87)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(3,40)	(3,28)	(4,15)	(3,58)	(4,31)	(3,59)	(5,38)
Revenus d'exploitation nets	38,65	30,07	31,00	37,22	34,17	34,36	20,02
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)							
Prix moyen obtenu	62,27	53,78	58,18	58,84	54,75	58,32	44,23
Redevances	(1,11)	(0,89)	(1,07)	(0,58)	1,99	(0,91)	0,28
Frais de transport	(3,64)	(3,68)	(4,47)	(4,60)	(4,36)	(4,08)	(4,26)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(21,23)	(20,38)	(25,08)	(21,07)	(22,72)	(21,82)	(24,37)
Revenus d'exploitation nets	36,29	28,83	27,56	32,59	29,66	31,51	15,88
Syncrude (\$/b)							
Prix moyen obtenu	73,64	60,68	62,27	66,37	64,28	66,59	56,91
Redevances	(7,94)	(3,18)	—	(2,96)	(4,70)	(4,32)	(1,90)
Frais de transport	(0,36)	(0,38)	(1,83)	(0,38)	(0,35)	(0,54)	(0,53)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(28,81)	(31,48)	(90,72)	(39,70)	(29,18)	(39,46)	(32,05)
Revenus d'exploitation nets	36,53	25,64	(30,28)	23,33	30,05	22,27	22,43

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Exploration et production							
Total des volumes de ventes (kbep/j)	104,8	112,6	130,3	136,8	120,5	120,8	119,3
Production totale (kbep/j)	115,2	111,5	125,5	134,5	118,1	121,6	117,9
Volumes de production							
Exploration et production – Canada							
<i>Côte Est du Canada</i>							
Terra Nova (kb/j)	14,6	5,8	11,0	14,7	16,7	11,5	12,4
Hibernia (kb/j)	27,1	26,6	30,0	30,3	30,1	28,5	26,8
White Rose (kb/j)	10,6	9,0	12,9	13,1	10,9	11,4	10,9
Hebron (kb/j)	1,8	—	—	—	—	0,4	—
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	1,4	1,5	1,8	2,8	2,8	1,9	2,8
	55,5	42,9	55,7	60,9	60,5	53,7	52,9
Exploration et production – International							
Buzzard (kbep/j)	36,6	44,3	45,3	49,0	37,5	43,8	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	17,9	20,5	20,1	20,2	19,0	19,6	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	54,5	64,8	65,4	69,2	56,5	63,4	64,6
Libye (kb/j) ³⁾	5,2	3,8	4,4	4,4	1,1	4,5	0,4
	59,7	68,6	69,8	73,6	57,6	67,9	65,0
Revenus nets^{A)}							
Côte Est du Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu	81,49	67,23	66,26	69,75	68,06	71,06	59,31
Redevances	(13,21)	(13,01)	(14,05)	(15,94)	(15,07)	(14,26)	(10,64)
Frais de transport	(2,27)	(2,13)	(1,60)	(1,72)	(1,72)	(1,90)	(1,91)
Charges d'exploitation	(11,16)	(14,72)	(10,58)	(9,28)	(9,52)	(11,24)	(12,67)
Revenus d'exploitation nets	54,85	37,37	40,03	42,81	41,75	43,66	34,09
Royaume-Uni (\$/bep)							
Prix moyen obtenu	76,46	62,99	63,46	67,55	62,63	67,25	53,91
Frais de transport	(1,80)	(1,77)	(1,88)	(1,81)	(1,62)	(1,81)	(1,84)
Charges d'exploitation	(5,89)	(4,51)	(4,57)	(3,75)	(7,00)	(4,62)	(5,62)
Revenus d'exploitation nets	68,77	56,71	57,01	61,99	54,01	60,82	46,45

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Raffinage et commercialisation							
Ventes de produits raffinés (kb/j)	526,8	564,5	521,9	508,0	514,8	530,5	521,4
Pétrole brut traité (kb/j)	432,4	466,8	435,5	429,9	427,3	441,2	428,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	101	94	93	93	96	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	31,75	23,80	18,85	22,30	23,00	24,20	20,30
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b) ^{A)}	5,25	4,50	5,05	5,50	5,45	5,05	5,10
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	121,1	121,2	114,8	112,8	115,5	117,5	115,2
Distillats	89,2	92,6	82,9	82,2	79,9	86,8	76,3
Total des ventes de carburants de transport	210,3	213,8	197,7	195,0	195,4	204,3	191,5
Produits pétrochimiques	10,5	10,6	12,2	15,5	10,1	12,2	9,2
Asphalte	15,8	20,6	18,0	12,6	16,8	16,8	16,7
Autres	31,4	32,4	35,5	34,5	34,4	33,4	35,9
Total des ventes de produits raffinés	268	277,4	263,4	257,6	256,7	266,7	253,3
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	188,7	213,9	208,6	214,6	204,8	206,4	203,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	85	96	94	97	92	93	92
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	125,7	136,4	122,0	117,1	125,8	125,4	129,1
Distillats	111,7	119,9	108,3	110,1	106,8	112,5	109,8
Total des ventes de carburants de transport	237,4	256,3	230,3	227,2	232,6	237,9	238,9
Asphalte	9,3	16,0	14,6	9,2	9,7	12,3	11,8
Autres	12,1	14,8	13,6	14,0	15,8	13,6	17,4
Total des ventes de produits raffinés	258,8	287,1	258,5	250,4	258,1	263,8	268,1
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	243,7	252,9	226,9	215,3	222,5	234,8	225,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	102	105	95	90	93	98	94

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	710	2 209	2 919	1 196	1	4 116
Autres (pertes) produits	(10)	(8)	(18)	79	—	61
Achats de pétrole brut et de produits	(179)	(38)	(217)	(14)	(2)	(233)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(17)	(22)	(39)	(79)		
Montant brut réalisé	504	2 141	2 645	1 182		
Redevances	(12)	(35)	(47)	(128)	—	(175)
Frais de transport	(39)	(118)	(157)	(12)	—	(169)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	3	—	3	6		
Frais de transport nets	(36)	(118)	(154)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(119)	(958)	(1 077)	(536)	(3)	(1 616)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	27	148	175	74		
Charges d'exploitation nettes	(92)	(810)	(902)	(462)		
Marge brute	364	1 178	1 542	586		
Volumes de ventes (kb)	12 019	30 454	42 473	16 049		
Revenus d'exploitation nets par baril	30,31	38,65	36,29	36,53		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	543	1 787	2 330	901	2	3 233
Autres (pertes) produits	(5)	(2)	(7)	1	—	(6)
Achats de pétrole brut et de produits	(103)	(18)	(121)	(12)	(2)	(135)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(13)	(27)	(1)		
Montant brut réalisé	421	1 754	2 175	889		
Redevances	(5)	(30)	(35)	(47)	—	(82)
Frais de transport	(46)	(107)	(153)	(11)	—	(164)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	4	—	4	6		
Frais de transport nets	(42)	(107)	(149)	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(115)	(870)	(985)	(525)	(3)	(1 513)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	24	137	161	63		
Charges d'exploitation nettes	(91)	(733)	(824)	(462)		
Marge brute	283	884	1 167	375		
Volumes de ventes (kb)	11 075	29 390	40 465	14 636		
Revenus d'exploitation nets par baril	25,56	30,07	28,83	25,64		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	377	1 758	2 135	361	2	2 498
Autres produits (pertes)	12	(1)	11	—	6	17
Achats de pétrole brut et de produits	(101)	(21)	(122)	(15)	(2)	(139)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	6	(18)	(12)	—		
Montant brut réalisé	294	1 718	2 012	346		
Redevances	(5)	(32)	(37)	—	—	(37)
Frais de transport	(55)	(100)	(155)	(13)	—	(168)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	—	—	3		
Frais de transport nets	(55)	(100)	(155)	(10)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(126)	(900)	(1 026)	(551)	2	(1 575)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	16	143	159	47		
Charges d'exploitation nettes	(110)	(757)	(867)	(504)		
Marge (perte) brute	124	829	953	(168)		
Volumes de ventes (kb)	7 827	26 764	34 590	5 549		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,81	31,00	27,56	(30,28)		

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	400	2 022	2 422	868	—	3 290
Autres produits	9	3	12	2	—	14
Achats de pétrole brut et de produits	(75)	(22)	(97)	(19)	—	(116)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(4)	(22)	(26)	(2)		
Montant brut réalisé	330	1 981	2 311	849		
Redevances	(5)	(18)	(23)	(38)	—	(61)
Frais de transport	(62)	(118)	(180)	(9)	—	(189)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	—	—	4		
Frais de transport nets	(62)	(118)	(180)	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(123)	(875)	(998)	(583)	28	(1 553)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	29	141	170	76		
Charges d'exploitation nettes	(94)	(734)	(828)	(507)		
Marge brute	169	1 111	1 280	299		
Volumes de ventes (kb)	9 444	29 844	39 288	12 788		
Revenus d'exploitation nets par baril	17,94	37,22	32,59	23,33		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	375	1 865	2 240	1 116	—	3 356
Autres (pertes) produits	(4)	(5)	(9)	17	—	8
Achats de pétrole brut et de produits	(62)	(20)	(82)	(19)	—	(101)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(7)	(25)	(32)	(8)		
Montant brut réalisé	302	1 815	2 117	1 106		
Redevances	(3)	80	77	(81)	—	(4)
Frais de transport	(52)	(116)	(168)	(9)	—	(177)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	—	—	3		
Frais de transport nets	(52)	(116)	(168)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(121)	(935)	(1 056)	(577)	(1)	(1 634)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	25	152	177	75		
Charges d'exploitation nettes	(96)	(783)	(879)	(502)		
Marge brute	151	996	1 147	517		
Volumes de ventes (kb)	9 525	29 176	38 701	17 205		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,84	34,17	29,66	30,05		

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 031	7 777	9 808	3 325	4	13 137
Autres produits	9	(9)	—	82	4	86
Achats de pétrole brut et de produits	(458)	(99)	(557)	(61)	(5)	(623)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(31)	(76)	(107)	(82)		
Montant brut réalisé	1 551	7 593	9 144	3 264		
Redevances	(28)	(115)	(143)	(212)	—	(355)
Frais de transport	(202)	(443)	(645)	(45)	—	(690)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	7	—	7	18		
Frais de transport nets	(195)	(443)	(638)	(27)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(484)	(3 604)	(4 088)	(2 196)	27	(6 257)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	96	569	665	262		
Charges d'exploitation nettes	(388)	(3 035)	(3 423)	(1 934)		
Marge brute	940	4 000	4 940	1 091		
Volumes de ventes (kb)	40 365	116 451	156 816	49 022		
Revenus d'exploitation nets par baril	23,30	34,36	31,51	22,27		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 434	5 281	6 715	2 807	—	9 522
Autres produits	6	2	8	17	1	26
Achats de pétrole brut et de produits	(408)	(83)	(491)	(57)	—	(548)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(22)	(70)	(92)	(57)		
Montant brut réalisé	1 010	5 130	6 140	2 710		
Redevances	(10)	48	38	(90)	—	(52)
Frais de transport	(231)	(385)	(616)	(50)	—	(666)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	25	25	25		
Frais de transport nets	(231)	(360)	(591)	(25)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(595)	(3 468)	(4 063)	(1 749)	35	(5 777)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	112	568	680	223		
Charges d'exploitation nettes	(483)	(2 900)	(3 383)	(1 526)		
Marge brute	286	1 918	2 204	1 069		
Volumes de ventes (kb)	42 973	95 852	138 825	47 614		
Revenus d'exploitation nets par baril	6,64	20,02	15,88	22,43		

Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	536	525	551	583	577	2 195	1 749
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(10)	(13)	(8)	(6)	(17)	(37)	(31)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	526	512	543	577	560	2 158	1 718
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	16 049	14 636	5 549	12 788	17 205	49 022	47 614
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	32,80	35,00	97,80	45,15	32,55	44,05	35,95

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Trimestre clos le 31 décembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	383	328	238	949
Redevances	—	(53)	(147)	(200)
Frais de transport	(9)	(9)	(2)	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(36)	(55)	(10)	(101)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	7	10		
Montant brut réalisé	345	221		
Volumes de ventes (kbeq)	5 011	4 023		
Revenus d'exploitation nets par baril	68,77	54,85		

Trimestre clos le 30 septembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	375	263	128	766
Redevances	—	(51)	(81)	(132)
Frais de transport	(11)	(8)	(2)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(68)	(10)	(109)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	5	10		
Montant brut réalisé	338	146		
Volumes de ventes (kbeq)	5 963	3 906		
Revenus d'exploitation nets par baril	56,71	37,37		

Trimestre clos le 30 juin 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	378	354	120	852
Redevances	—	(75)	(46)	(121)
Frais de transport	(11)	(9)	(2)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(65)	(15)	(111)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	9		
Montant brut réalisé	340	214		
Volumes de ventes (kbeq)	5 954	5 345		
Revenus d'exploitation nets par baril	57,01	40,03		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Trimestre clos le 31 mars 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	421	379	120	920
Redevances	—	(87)	(36)	(123)
Frais de transport	(11)	(9)	(3)	(23)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(28)	(60)	(13)	(101)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	10		
Montant brut réalisé	386	233		
Volumes de ventes (kbp)	6 228	5 432		
Revenus d'exploitation nets par baril	61,99	42,81		

Trimestre clos le 31 décembre 2016	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	325	374	43	742
Redevances	—	(83)	(12)	(95)
Frais de transport	(9)	(10)	(2)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(38)	(63)	(14)	(115)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	3	11		
Montant brut réalisé	281	229		
Volumes de ventes (kbp)	5 193	5 495		
Revenus d'exploitation nets par baril	54,01	41,75		

Période de 12 mois close le 31 décembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 557	1 323	607	3 487
Redevances	—	(266)	(310)	(576)
Frais de transport	(42)	(35)	(9)	(86)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(248)	(47)	(422)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	20	39		
Montant brut réalisé	1 408	813		
Volumes de ventes (kbp)	23 157	18 623		
Revenus d'exploitation nets par baril	60,82	43,66		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)}

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Période de 12 mois close le 31 décembre 2016	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 276	1 119	49	2 444
Redevances	—	(201)	(12)	(213)
Frais de transport	(44)	(36)	(6)	(86)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(151)	(278)	(54)	(483)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	18	39		
Montant brut réalisé	1 099	643		
Volumes de ventes (kbp)	23 653	18 849		
Revenus d'exploitation nets par baril	46,45	34,09		

Raffinage et commercialisation

(en millions de dollars, sauf les montants par baril)

	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	31 déc. 2017	31 déc. 2016
Marge brute ¹¹⁾	1 871	1 520	1 160	1 401	1 580	5 952	5 813
Autres (pertes) produits	(13)	48	19	19	(10)	73	16
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(467)	(463)	(375)	(495)	(592)	(1 800)	(2 403)
Marge de raffinage	1 391	1 105	804	925	978	4 225	3 426
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	43 801	46 491	42 629	41 540	42 510	174 461	168 798
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	31,75	23,80	18,85	22,30	23,00	24,20	20,30
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	545	481	464	517	586	2 007	2 203
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(316)	(272)	(249)	(288)	(355)	(1 125)	(1 343)
Charge d'exploitation de raffinage	229	209	215	229	231	882	860
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	43 801	46 491	42 629	41 540	42 510	174 461	168 798
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	5,25	4,50	5,05	5,50	5,45	5,05	5,10

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport trimestriel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires trimestriels des résultats d'exploitation.

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les revenus nets ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs 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, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Des rapprochements du résultat d'exploitation et des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour chaque trimestre de 2017 et de 2016 définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » avec les mesures établies conformément aux PCGR sont présentés dans les rapports aux actionnaires de chaque trimestre publiés par Suncor (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et le RCI présentés pour chacun des trimestres de 2017 et de 2016 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 » de chacun des rapports trimestriels. La marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour chaque trimestre considéré de 2017 et de 2016 ainsi que pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont définies dans la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et sont rapprochées avec les mesures établies conformément aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » du présent rapport trimestriel. Les revenus nets pour chaque trimestre considéré de 2017 et de 2016 ainsi que pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 sont définis ci-dessous et sont rapprochés avec les mesures établies conformément aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » du présent rapport trimestriel.

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction des produits bruts et des barils vendus, et sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétrolifères, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux produits des activités ordinaires et aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères pour évaluer la rentabilité des produits bruts en fonction des barils vendus.

Revenus nets du secteur Exploration et production

Les revenus nets du secteur Exploration et production sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur E&P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus nets du secteur Exploration et production pour évaluer la rentabilité des actifs selon l'emplacement et en fonction des barils vendus.

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables 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 aux volumes de ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Pour 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolifères et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.



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

suncor.com