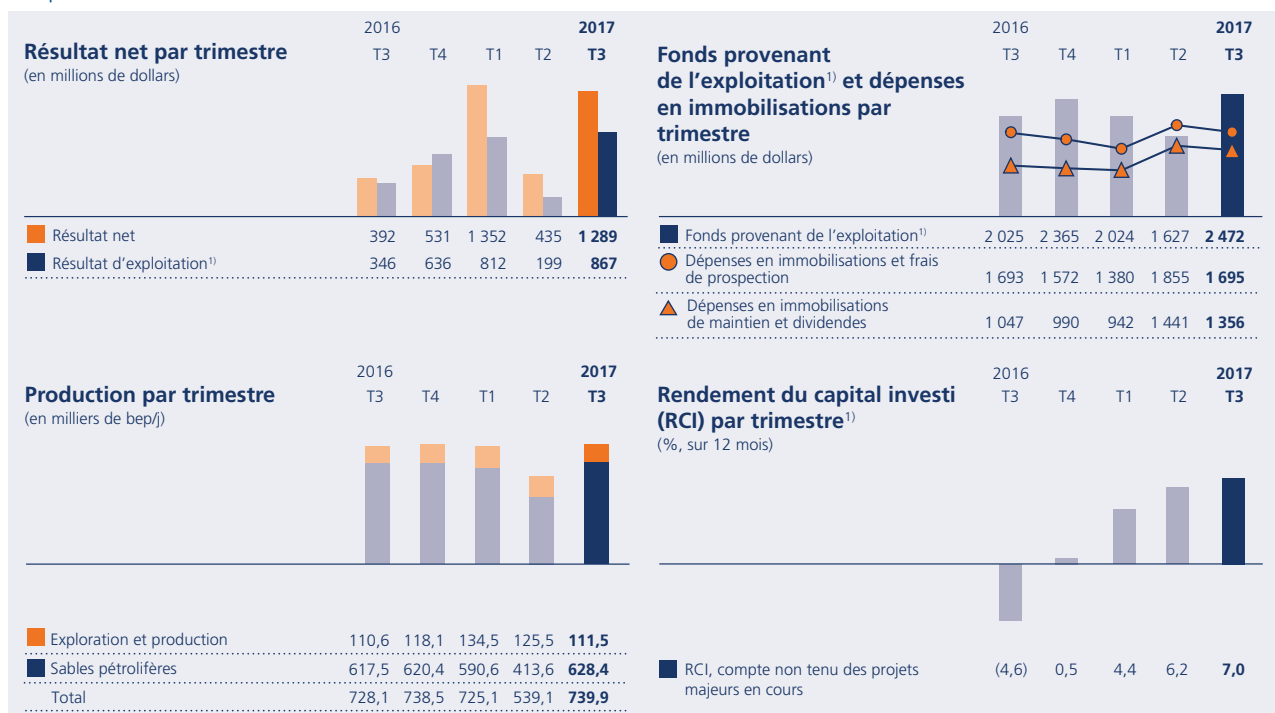


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE TROISIÈME TRIMESTRE DE 2017

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 document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor daté du 25 octobre 2017 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Suncor a généré des flux de trésorerie de 2,5 G\$ pour le troisième trimestre, grâce à une solide performance d'exploitation à la grandeur de l'entreprise, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Notre secteur Sables pétrolifères a dégagé une production record et nos raffineries ont tourné à capacité maximale, ce qui nous a permis de tirer parti d'un contexte commercial favorable en aval et d'accroître la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,472 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 2,912 G\$ (1,75 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est monté à 867 M\$ (0,52 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, à 1,289 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire).
- La production en amont a atteint un volume record trimestriel de 739 900 barils équivalent pétrole par jour (bep/j), essentiellement en raison d'une augmentation de la production du secteur Sables pétrolifères, où l'usine de valorisation et l'installation de Firebag ont atteint des taux d'utilisation supérieurs à 90 %.
- Syncrude, qui a dégagé une production de 159 100 barils par jour (« b/j ») au troisième trimestre de 2017, présentait un taux d'utilisation d'environ 100 % à la fin du trimestre, une fois achevés les travaux de réparation de l'installation nécessaires en raison de l'incident survenu au premier trimestre de 2017 ainsi que les travaux de maintenance planifiés.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 21,60 \$ pour le troisième trimestre de 2017, le niveau le plus bas en plus de dix ans.
- La fiabilité de l'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a fait passer les taux d'utilisation des raffineries à plus de 100 %, et le débit de traitement du brut a atteint un record trimestriel de 466 800 b/j, ce qui a permis à la Société de tirer parti d'un contexte commercial favorable et de réaliser des volumes de ventes au détail et en gros record au Canada.
- Le projet Fort Hills était achevé à environ 95 %, les premiers essais de production ayant été menés à bien dans la partie initiale de l'usine et les premiers volumes de mousse de bitume ayant été produits. Le projet continue de se dérouler selon les prévisions, les premiers barils de pétrole étant attendus à la fin de 2017.
- À Hebron, le forage a débuté au troisième trimestre de 2017, et les premiers barils de pétrole sont toujours prévus pour la fin de 2017.



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 rapport de gestion.

Résultats financiers

Pour le troisième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 867 M\$ (0,52 \$ par action ordinaire), comparativement à 346 M\$ (0,21 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les faits notables suivants sont à souligner pour le trimestre : une amélioration des marges de craquage de référence et une hausse des prix du pétrole brut, un débit de traitement record des raffineries et des volumes de ventes inégalés (détail et gros) au Canada, une production record pour le secteur Sables pétrolifères en dépit des travaux de maintenance planifiés, une baisse des charges d'exploitation – le trimestre comparable de l'exercice précédent comprenant une charge relative à un puits improductif au large de la côte Est du Canada – et la priorité constante accordée à la réduction des coûts. Ces éléments ont plus que neutralisé l'incidence de taux de change défavorables au cours de la période.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾, qui se sont établis en hausse, à 2,472 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,025 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2016, ont été déterminés par les mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation, exception faite de la charge liée à un puits improductif au large de la côte Est du Canada, et ils rendent compte aussi de l'incidence favorable d'économies d'impôt exigible et d'avis de nouvelle cotisation liés à des périodes antérieures.

Le bénéfice net s'est chiffré à 1,289 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2017, comparativement à 392 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2017 reflète un profit de change latent après impôt de 412 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un produit d'impôt différé de 180 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %, d'une perte de change latente après impôt de 112 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte après impôt hors trésorerie de 22 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor a atteint un nouveau record trimestriel de 739 900 bep/j pour le troisième trimestre de 2017, comparativement à 728 100 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 469 300 b/j au troisième trimestre de 2017, contre 433 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation étant surtout attribuable à la fiabilité accrue des installations de valorisation et à la hausse de la production de Firebag, à la suite de la remise en service qui a suivi l'achèvement des premiers travaux de révision sur cinq ans des nouvelles installations centrales de Firebag. Les deux périodes comprennent des travaux de maintenance planifiés, le troisième trimestre de 2016 ayant aussi été touché par des travaux de maintenance non planifiés des installations de valorisation.

Au troisième trimestre de 2017, les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 21,60 \$, soit une baisse par rapport à 22,15 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, par suite d'une amélioration des taux d'utilisation des installations, en partie contrebalancée par une augmentation de la charge au titre des travaux de maintenance planifiés et de coûts accrus liés à une augmentation de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 159 100 b/j au troisième trimestre de 2017, comparativement à 183 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse est attribuable à l'interruption liée à l'incident survenu dans les installations au cours du premier trimestre de 2017 et aux travaux de maintenance planifiés à l'unité de cokéfaction, ces deux facteurs ayant eu une incidence sur le début du trimestre. Les travaux de maintenance des installations de cokéfaction effectués au cours de la période étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2017 et ont été devancés pour coïncider avec une interruption non planifiée survenue plus tôt au cours de l'exercice et pour atténuer l'effet sur la production annuelle. Après les réparations entraînées par l'incident et une fois achevés les travaux de maintenance planifiés au début du trimestre, le taux d'utilisation de l'usine de valorisation de Syncrude était d'environ 100 %. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude au troisième trimestre de 2017 s'établissent à 35,00 \$, soit une hausse par rapport à 27,65 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une baisse de production découlant des travaux de maintenance planifiés et d'une augmentation des coûts de maintenance.

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

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 111 500 bep/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 110 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation de la production au Royaume-Uni et en Libye compensant pour la baisse de production à Terra Nova, en raison d'une révision prévue et de travaux de maintenance non planifiés.

La constance du rendement de l'exploitation du secteur R&C a contribué à un débit de traitement record du brut par les raffineries, soit 466 800 b/j au troisième trimestre de 2017, comparativement à 465 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et a permis à la Société de tirer parti d'une demande accrue pour les produits raffinés et d'atteindre des volumes de ventes au détail et de ventes en gros record au Canada au troisième trimestre de 2017. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 101 % pour les troisième trimestres de 2017 et 2016, reflétant l'excellente fiabilité pour chacune des deux périodes.

« La grande fiabilité de nos actifs au troisième trimestre a contribué à l'atteinte de plusieurs nouveaux records pour la période, notamment un débit de traitement jusqu'à présent inégalé par les raffineries ainsi que des volumes de vente de détail et de gros sans précédent au Canada, a affirmé Steve Williams. En outre, l'excellent rendement de nos actifs du secteur Sables pétrolifères à la suite des travaux de maintenance importants a permis à la production du secteur Sables pétrolifères d'atteindre un sommet et contribué à obtenir les charges d'exploitation décaissées par baril les moins élevées pour ce secteur en plus d'une décennie.

Mise à jour concernant la stratégie

La mise en œuvre rigoureuse du programme d'immobilisations de Suncor pour 2017 vise à amener les grands projets de croissance de Suncor que sont Fort Hills et Hebron à l'étape d'une première production de pétrole d'ici la fin de l'année, tout en poursuivant les investissements dans la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des actifs d'exploitation de la Société.

« Nos principaux projets de croissance continuent de progresser de façon substantielle, a déclaré Steve Williams. À Fort Hills, nous avons effectué les premiers essais de production dans la partie initiale de l'usine et réussi à produire de la mousse de bitume, ce qui a considérablement réduit les risques liés à l'accélération de la production jusqu'en 2018. À Hebron, le forage a commencé, et le projet est en voie de produire les premiers barils de pétrole à la fin de l'exercice. »

Le projet Fort Hills était achevé à environ 95 % à la fin du troisième trimestre de 2017 et il continue de se dérouler comme prévu pour une mise en production à la fin de 2017. Au troisième trimestre de 2017, la partie initiale de l'usine a été soumise à des essais de production concluants dans le cadre de la phase de mise en service, ce qui a réduit considérablement les risques liés à l'accélération de production prévue jusqu'en 2018. Les progrès se sont poursuivis au cours du trimestre sur le plan de l'extraction secondaire, les autres actifs ayant été déclarés prêts pour l'exploitation. Les dépenses du troisième trimestre de 2017 ont été axées en priorité sur les activités de maintien préalable visant à soutenir l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers du projet Fort Hills après le début de la production.

Le processus de vente d'une participation cumulée 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 a continué de progresser, pour un produit estimatif d'environ 500 M\$. La Société s'attend à ce que la clôture de l'arrangement ait lieu au quatrième trimestre de 2017. Les activités ont commencé au cours du trimestre au Parc de stockage Est, et les installations sont désormais prêtes pour la réception du bitume de Fort Hills à la fin de 2017.

Au cours du troisième trimestre de 2017, le forage a débuté comme prévu à Hebron, et les premiers barils de pétrole sont toujours attendus à la fin de 2017. Les autres activités du secteur E&P au troisième trimestre comprenaient les activités de forage de développement à Hibernia et White Rose ainsi que des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

Les dépenses de maintien de Syncrude au troisième trimestre de 2017 ont été essentiellement affectées aux réparations permanentes liées à l'incident survenu dans une installation au premier trimestre de 2017, pour lequel la Société s'attend à recevoir un produit d'assurance, et ce, dès le quatrième trimestre de 2017, et à l'achèvement des travaux de maintenance planifiés aux installations de cokéfaction au début du trimestre.

Au troisième trimestre de 2017, Suncor a continué, de concert avec Syncrude, à s'employer à réduire les coûts d'exploitation, à accroître la performance et à mettre en place des synergies régionales au moyen de l'intégration, des progrès ayant été réalisés au chapitre des possibilités d'amélioration décelées par les partenaires. Au cours du trimestre, le bitume de MacKay River a été traité avec succès par le complexe de valorisation de Syncrude afin de tester les possibilités d'intégration.

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 282 M\$ de ses actions, au troisième trimestre de 2017, ce qui porte à 578 M\$ le total des actions rachetées et annulées depuis le début de l'exercice.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Résultat net	1 289	392	3 076	(86)
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(412)	112	(793)	(746)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises ²⁾	(10)	22	22	182
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé ³⁾	—	(180)	—	(180)
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁴⁾	—	—	10	73
Profit sur cessions importantes ⁵⁾	—	—	(437)	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS ⁶⁾	—	—	—	38
Bénéfice (perte) d'exploitation¹⁾	867	346	1 878	(719)

- 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 rapport de gestion.
- 2) (Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt différés et des dérivés sur devises découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.
- 3) Le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 ont subi 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 a été ramené de 50 % à 40 %.
- 4) Charges liées au remboursement anticipé de la dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 5) Profit de 354 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société faisant partie du secteur R&C et profit de 83 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point dans le secteur Siège social.
- 6) 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

Suncor a révisé les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions pour l'exercice complet concernant le contexte commercial, le Brent Sollum Voe passant de 49,00 \$ US/b à 53,00 \$ US/b, le WTI à Cushing passant de 47,00 \$ US/b à 50,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty passant de 35,00 \$ US/b à 38,00 \$ US/b et la marge de craquage 3-2-1 au Port de New York passant de 14,50 \$ US à 17,50 \$ US. En raison de ces révisions, les hypothèses relatives à l'impôt exigible, pour l'exercice complet, sont passées d'une fourchette de 600 M\$ à 900 M\$ à une fourchette de 900 M\$ à 1,0 G\$. Pour obtenir plus d'information concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2017, 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 rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 25 octobre 2017

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2016, daté du 1^{er} mars 2017 (le « rapport de gestion annuel de 2016 »).

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2016 et à son rapport de gestion annuel de 2016.

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	5
2. Faits saillants du troisième trimestre	7
3. Information financière consolidée	8
4. Résultats sectoriels et analyse	14
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	28
6. Situation financière et situation de trésorerie	30
7. Données financières trimestrielles	34
8. Autres éléments	36
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	37
10. Abréviations courantes	44
11. Énoncés prospectifs	45

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf 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 rapport de gestion, 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, 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 rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les 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 rapport de gestion.

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3 de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3 , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du troisième trimestre

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 1,289 G\$ pour le troisième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 392 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du troisième trimestre de 2017 reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessous, et il rend compte d'un profit de change latent après impôt de 412 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un produit d'impôt différé de 180 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni, qui est passé de 50 % à 40 %, d'une perte de change latente après impôt de 112 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte hors trésorerie après impôt de 22 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt conclus en prévision des émissions futures de titres d'emprunt.
- Pour le troisième trimestre de 2017, la Société a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 867 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 346 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à l'amélioration des marges de craquage de référence et des prix du pétrole brut, à la diminution des frais de prospection, qui s'explique par la charge comptabilisée à l'égard d'un puits improductif au large de la côte Est du Canada au trimestre correspondant de l'exercice précédent, au débit de traitement record des raffineries, aux volumes de ventes au détail et en gros inégalés au Canada et à la production record du secteur Sables pétrolifères. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le raffermissement du dollar canadien, par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance exécutés à Syncrude ainsi que par l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés et des coûts liés à l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,472 G\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 2,025 G\$ au troisième 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, à l'exclusion des frais de prospection du troisième trimestre de 2016, et rendent compte également de l'incidence d'économies d'impôt exigible et d'avis de nouvelle cotisation favorables liés à des périodes précédentes. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,912 G\$ pour le troisième trimestre de 2017, contre 1,979 G\$ pour le troisième trimestre de 2016.
- **La production en amont a atteint un volume record de 739 900 bep/j pour le trimestre.** Ce record est attribuable à l'augmentation des volumes de production du secteur Sables pétrolifères, où le taux d'utilisation des installations de valorisation et de Firebag a dépassé 90 %.
- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 21,60 \$/b pour le trimestre, leur niveau le plus bas depuis plus d'une décennie.** La hausse de la production a plus que compensé l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés et la hausse des coûts qui ont découlé de l'accroissement de la production.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a atteint un débit de traitement du brut de 466 800 b/j, un nouveau record trimestriel, et un taux d'utilisation de plus de 100 %.** La forte demande de produits raffinés s'est traduite par un volume de ventes au détail et en gros sans précédent au Canada et a permis à la Société de tirer parti d'un contexte commercial favorable.
- **Le projet Fort Hills était achevé à environ 95 % au troisième trimestre de 2017, les premiers essais de production ayant été menés à bien dans la partie initiale de l'usine et les premiers volumes de mousse de bitume ayant été produits.** Les premiers barils de pétrole issus du projet sont toujours attendus pour la fin de 2017.
- **Le forage à Hebron a débuté comme prévu au troisième trimestre de 2017.** Les premiers barils de pétrole sont toujours attendus pour la fin de 2017.
- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 531 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 282 M\$ de ses actions en circulation au cours du troisième trimestre de 2017.

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 rapport de gestion.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2017	30 septembre 2016	2017	les 30 septembre 2016
Résultat net				
Sables pétrolifères	314	162	339	(1 425)
Exploration et production	161	144	515	136
Raffinage et commercialisation	597	436	1 772	1 366
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	217	(350)	450	(163)
Total	1 289	392	3 076	(86)
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	314	162	339	(1 425)
Exploration et production	161	(36)	515	(44)
Raffinage et commercialisation	597	436	1 418	1 366
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(205)	(216)	(394)	(616)
Total	867	346	1 878	(719)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	1 276	1 236	2 958	1 297
Exploration et production	375	365	1 294	928
Raffinage et commercialisation	827	595	1 906	1 884
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(6)	(171)	(35)	(486)
Total	2 472	2 025	6 123	3 623
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	816	555	2 109	1 778
Croissance	697	985	2 269	2 798
Total	1 513	1 540	4 378	4 576

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2017	30 septembre 2016	2017	les 30 septembre 2016
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	1 116	978	3 759	327

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

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

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	628,4	617,5	544,3	466,0
Exploration et production (kbep/j)	111,5	110,6	123,8	118,2
Total (kbep/b)	739,9	728,1	668,1	584,2
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	101	101	96	93
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	466,8	465,6	444,2	429,0

Résultat net

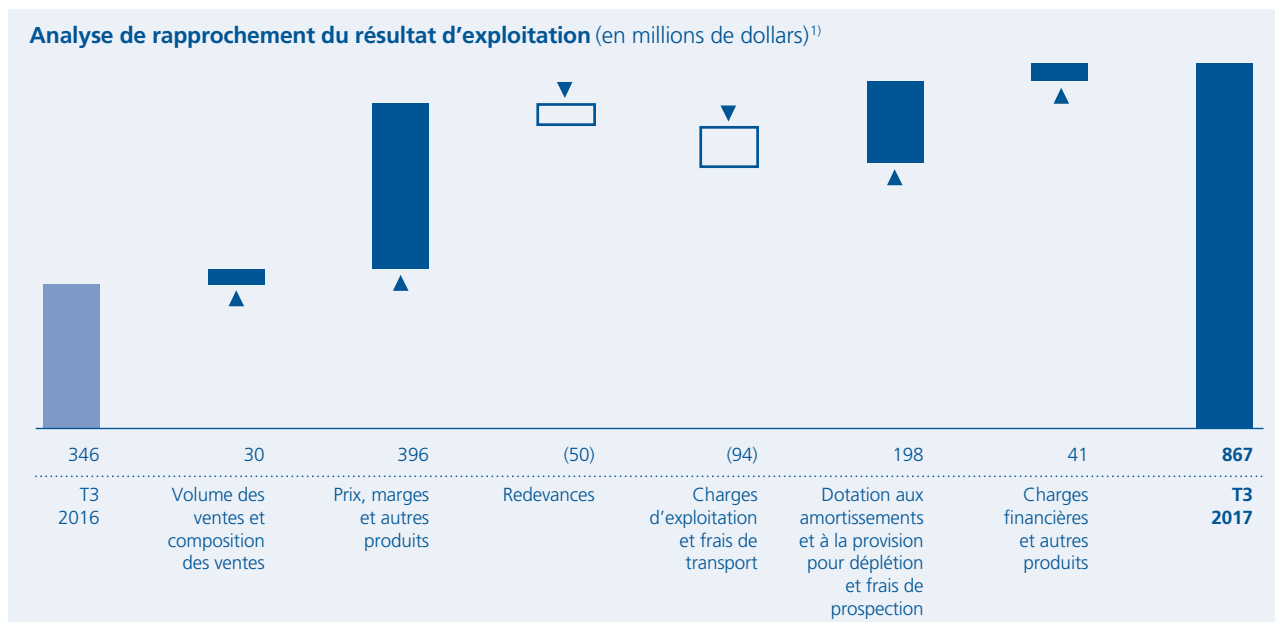
La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 1,289 G\$ pour le troisième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 392 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après. 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 un profit de change latent après impôt de 412 M\$ pour le troisième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 112 M\$ pour le troisième trimestre de 2016.
- Au troisième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison d'une hausse des taux d'intérêt à long terme. Au troisième trimestre de 2016, elle avait comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 22 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux d'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un produit d'impôt différé de 180 M\$ par le secteur Exploration et production (« E&P »).

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Résultat net	1 289	392	3 076	(86)
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(412)	112	(793)	(746)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ²⁾	(10)	22	22	182
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	(180)	—	(180)
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁴⁾	—	—	10	73
Profit sur cessions importantes ⁵⁾	—	—	(437)	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS ⁶⁾	—	—	—	38
Résultat d'exploitation¹⁾	867	346	1 878	(719)

- 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 rapport de gestion.
- 2) (Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt différés et des dérivés de change découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.
- 3) Le résultat d'exploitation du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016 reflète l'incidence d'un ajustement de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse du taux d'impôt 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) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 5) Profit de 354 M\$ comptabilisé à l'égard du secteur R&C par suite de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société, combiné à un profit de 83 M\$ comptabilisé à l'égard du secteur Siège social en lien avec la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.
- 6) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de COS dans le secteur Siège social.



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

Pour le troisième trimestre de 2017, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 867 M\$, en comparaison de 346 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à l'amélioration des marges de craquage de référence et des prix du pétrole brut, à la diminution des frais de prospection, qui s'explique par la charge comptabilisée à l'égard d'un puits improductif au large de la côte Est du Canada au trimestre correspondant de l'exercice précédent, au débit de traitement record des raffineries, aux ventes au détail et en gros inégales au Canada et à la production record du secteur Sables pétrolifères. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le raffermissement du dollar canadien, par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance exécutés à Syncrude ainsi que par l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés et des coûts liés à l'accroissement de la production du secteur Sables pétrolifères.

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,878 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 719 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à l'augmentation des marges de craquage de référence, à l'accroissement de la production en amont et à l'amélioration du débit de traitement du brut des raffineries, en partie contrebalancés par l'incidence de la cession des activités liées aux lubrifiants de la Société, et de la hausse des charges d'exploitation.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Sables pétrolifères	31	15	52	48
Exploration et production	4	1	7	4
Raffinage et commercialisation	15	8	27	30
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	53	27	108	100
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	103	51	194	182

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour s'établir à 103 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 51 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une plus forte hausse du cours de l'action au troisième 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 30 septembre		Moyenne des périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2017	2016	2017	2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	48,20	44,95	49,45	41,35
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	52,05	45,85	51,90	41,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	6,30	6,80	7,05	7,50
MSW à Edmonton	\$ CA/b	57,05	55,10	61,20	50,90
WCS à Hardisty	\$ US/b	38,25	31,45	37,60	27,70
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	9,95	13,50	11,90	13,65
Condensat à Edmonton	\$ US/b	47,60	43,05	49,45	40,55
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,45	2,30	2,30	1,85
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	24,55	17,90	22,05	17,00
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,35	14,00	17,05	13,95
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,25	14,15	14,90	13,30
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	26,80	18,75	22,15	17,00
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,45	14,50	17,40	12,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,80	0,77	0,77	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,80	0,76	0,80	0,76

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au troisième trimestre de 2017 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence positive de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 44,95 \$ US/b au troisième trimestre de 2016 à 48,20 \$ 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 57,05 \$/b, alors qu'il était de 55,10 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 38,25 \$ US/b, alors qu'il était de 31,45 \$ US/b au troisième trimestre de 2016.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le 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 en moyenne à 52,05 \$ US/b au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 45,85 \$ 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 1,45 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2017, en baisse comparativement à 2,30 \$ 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 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 24,55 \$/MWh au troisième trimestre de 2017, comparativement à 17,90 \$/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 troisième 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 0,80 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,77 \$ 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 troisième trimestre de 2017 par rapport à ceux obtenus au troisième trimestre de 2016.

Suncor détient également des actifs et des passifs, notamment environ 75 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une 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.

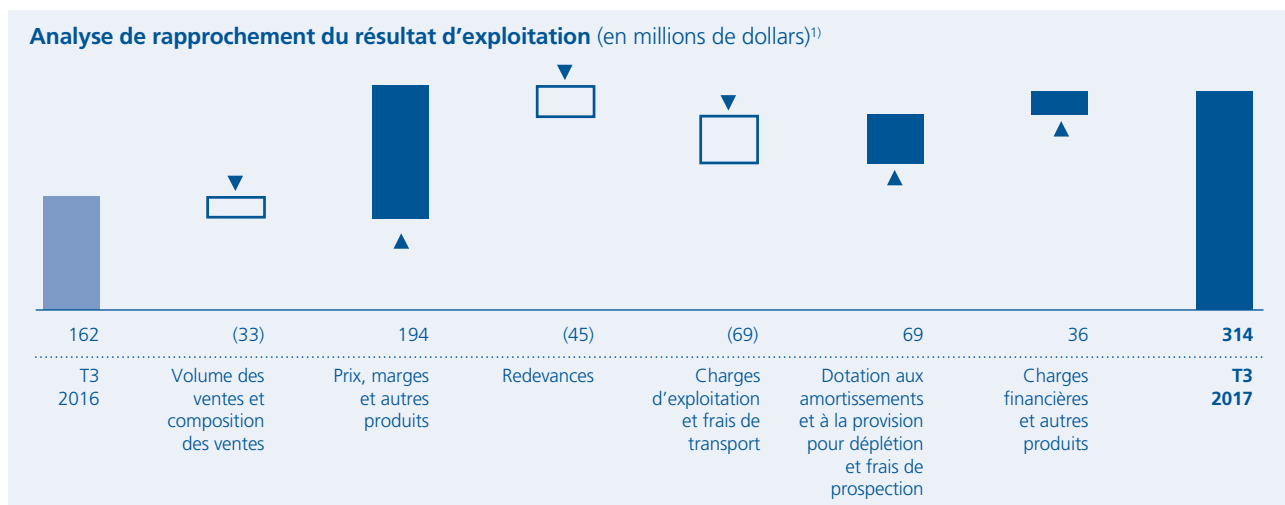
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	2016	2017	2016
Produits bruts	3 233	2 967	9 021	6 166
Moins les redevances	(82)	(20)	(180)	(48)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 151	2 947	8 841	6 118
Résultat net	314	162	339	(1 425)
Résultat d'exploitation ¹⁾	314	162	339	(1 425)
<i>Sables pétrolifères</i>	265	(13)	595	(1 327)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	49	175	(256)	(98)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	1 276	1 236	2 958	1 297

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



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

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 265 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 13 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 de pétrole brut, un nouveau record trimestriel ayant été atteint pour la période, 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 coûts liés aux travaux de maintenance planifiés et l'augmentation des coûts qui ont découlé de l'accroissement de la production.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 49 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 175 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à la baisse de la production de pétrole brut, à l'augmentation des coûts de maintenance, à l'incidence du raffermissement du dollar canadien et à la hausse des redevances, partiellement contrebalancées par l'amélioration des cours de référence du brut.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	324,4	301,1	315,3	236,8
Bitume non valorisé	144,9	132,6	108,2	118,2
Sables pétrolifères	469,3	433,7	423,5	355,0
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	159,1	183,8	120,8	111,0
Total	628,4	617,5	544,3	466,0

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 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 469 300 b/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 433 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation et par la hausse de la production à Firebag. La production des deux périodes reflète l'incidence de travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation, la production du troisième trimestre de 2016 reflétant également l'incidence de travaux de maintenance non planifiés des installations de valorisation. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 93 % au troisième trimestre de 2017, contre 86 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	105,9	100,8	111,7	87,4
Diesel	30,4	27,9	30,1	18,7
Pétrole brut synthétique sulfureux	183,2	162,5	173,2	137,2
Produits valorisés	319,5	291,2	315,0	243,3
Bitume non valorisé	120,3	123,5	103,8	122,1
Sables pétrolifères	439,8	414,7	418,8	365,4
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	159,1	183,8	120,8	111,0
Total	598,9	598,5	539,6	476,4

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 439 800 b/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 414 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs qui expliquent la hausse de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 159 100 b/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 183 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à l'interruption liée à l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017 et aux travaux de maintenance planifiés des installations de cokéfaction, dont les répercussions se sont fait ressentir dans les deux cas au début du trimestre. Le taux de fiabilité des installations de valorisation de Syncrude s'est établi à 84 % au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Après les travaux de réparation de l'installation visée par l'incident et les travaux de maintenance planifiés au cours de la période, le taux d'utilisation des installations de valorisation s'établissait à environ 100 %.

La composition des ventes a subi l'incidence défavorable de la diminution de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude, qui n'a été compensée que partiellement par l'augmentation de la production de pétrole brut synthétique sulfureux du secteur Sables pétrolifères.

Production de bitume

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	328,1	295,1	308,3	222,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	490,1	433,2	469,3	328,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,68	0,66	0,68
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	203,6	197,6	172,5	172,9
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	30,8	26,6	32,1	25,5
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	234,4	224,2	204,6	198,4
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères (kb/j)				
	562,5	519,3	512,9	420,7
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,6	2,7	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,0	3,4	3,1	3,1

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au troisième trimestre de 2017 pour s'établir à 562 500 b/j, en comparaison de 519 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères – Activités de base et par la hausse de la production de Firebag à la suite de la remise en service après les premiers travaux de révision sur cinq ans des nouvelles installations centrales de Firebag au deuxième trimestre de 2017. La production de MacKay River reflète l'incidence des interruptions de service de tiers qui ont eu lieu aux troisièmes trimestres de 2017 et de 2016, la non-disponibilité d'un pipeline en 2016 ayant eu des répercussions plus importantes que l'interruption des installations de cogénération en 2017.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2017	2016	2017	2016
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	56,04	53,73	59,64	46,37
Bitume	34,32	21,87	31,33	15,15
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	50,10	44,24	52,61	35,94
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(10,15)	(14,14)	(11,61)	(18,47)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	60,30	58,33	62,54	53,79
Syncrude, par rapport au WTI	0,05	(0,05)	(1,68)	(0,62)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 50,10 \$/b au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 44,24 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd, de la hausse des cours de référence du WTI et de la plus grande

proportion de pétrole brut synthétique produit au troisième trimestre de 2017, partiellement contrebalancés par le raffermissement du dollar canadien.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 60,30 \$/b au troisième trimestre de 2017, comparativement à 58,33 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix du bitume et de l'augmentation de la production.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au troisième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, par suite de la hausse des charges d'exploitation de Syncrude qui a découlé de l'augmentation des coûts de maintenance et des travaux qui se poursuivent pour rétablir la situation à la suite de l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017 et pour assurer la fiabilité future. De plus, les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison de la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés et des charges d'exploitation supplémentaires qui ont résulté de l'accroissement de la production au troisième trimestre. 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 déplétion et les frais de prospection du troisième trimestre de 2017 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2016, en raison de la diminution des amortissements attribuable à la réduction du coût de base des actifs du secteur Sables pétrolifères et de la baisse des frais de prospection.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 513	1 420	4 641	4 143
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(525)	(474)	(1 659)	(1 172)
Coûts non liés à la production ²⁾	(36)	(17)	(68)	(82)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(58)	(65)	(180)	(146)
Variations des stocks	37	20	1	(105)
Charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères	931	884	2 735	2 638
Charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	21,60	22,15	23,65	27,15
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	525	474	1 659	1 172
Coûts non liés à la production ²⁾	(13)	(7)	(27)	(22)
Charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude	512	467	1 632	1 150
Charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude (\$/b)	35,00	27,65	49,50	37,85

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

- 2) 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 minerai.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 21,60 \$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 22,15 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Il s'agit là des charges d'exploitation décaissées par baril les plus basses enregistrées par le secteur Sables pétrolifères depuis plus d'une décennie, et elles s'expliquent par le fait que la production record du secteur Sables pétrolifères a plus que compensé la hausse des coûts liés aux activités préalables de découverte et des charges d'exploitation qui a découlé de l'accroissement de la production. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, passant de 884 M\$ au troisième trimestre de 2016 à 931 M\$ au troisième trimestre de 2017.

Au troisième trimestre de 2017, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été plus élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Pour le troisième trimestre de 2017, les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts expliquent une part moins importante de la réduction des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères que pour le troisième trimestre de 2016, en raison essentiellement des charges non monétaires moins élevées liées à un swap sur gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai qui ont découlé d'une diminution de la disponibilité.

Les variations des stocks au troisième trimestre de 2017 reflètent une accumulation plus importante des stocks qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les volumes plus grands expédiés sur la côte américaine du golfe du Mexique au cours de la période écoulée et par le plus grand délai de livraison du produit.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 35,00 \$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 27,65 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par la baisse de la production ainsi que par la hausse des charges d'exploitation qui a découlé de l'augmentation des coûts de maintenance et des travaux qui se poursuivent pour rétablir la situation à la suite de l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017 et pour assurer la fiabilité future. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté, passant de 467 M\$ au troisième trimestre de 2016 à 512 M\$.

Résultats des neuf premiers mois de 2017

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 339 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,425 G\$ pour la période correspondante de 2016. Le résultat d'exploitation s'est amélioré par suite de la hausse de la production, la production de la période correspondante de l'exercice précédent s'étant ressentie des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray, ainsi que par suite de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'envergure exécutés à l'égard de la majeure partie des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société au deuxième trimestre de 2017, par l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017 et par l'augmentation des charges d'exploitation et de maintenance engagées à Syncrude et par le secteur Sables pétrolifères, notamment la hausse des coûts du gaz naturel qui a découlé de l'augmentation des prix de référence du gaz naturel et la consommation de gaz naturel accrue.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 2,958 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison de 1,297 G\$ pour la période correspondante de 2016. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 23,65 \$ pour les neuf premiers mois de 2017, en baisse par rapport à 27,15 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2016. Cette diminution est en grande partie attribuable à la hausse de la production qui a été enregistrée en raison des répercussions qu'ont eues les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au cours de la période correspondante de l'exercice précédent, partiellement contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés au deuxième trimestre de 2017 et par l'augmentation des prix du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies en moyenne à 49,50 \$ pour les neuf premiers mois de 2017, en hausse par rapport à 37,85 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2016, ce qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation et de maintenance, par les répercussions sur la production qu'ont eues

l'incident survenu à une installation et les travaux de révision planifiés des installations de valorisation, ainsi que par le devancement de travaux de maintenance des installations de cokéfaction prévus initialement pour le quatrième trimestre de 2017, partiellement contrebalancés par la hausse de la production globale qui a été enregistrée en raison des répercussions qu'ont eues les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

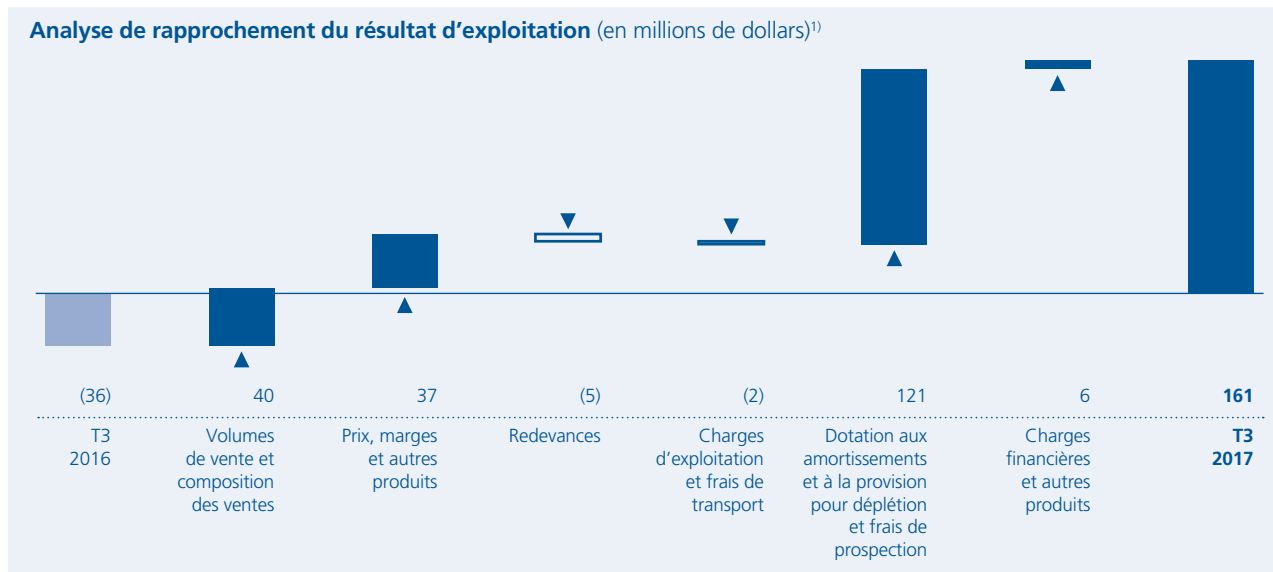
La Société a entrepris des travaux de maintenance planifiés à l'égard des installations de valorisation au troisième trimestre de 2017, ainsi que des travaux de maintenance planifiés à MacKay River. Ces travaux devraient tous être achevés au début du quatrième trimestre. L'incidence de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2017.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Produits bruts	766	547	2 538	1 702
Moins les redevances	(132)	(44)	(376)	(118)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	634	503	2 162	1 584
Résultat net	161	144	515	136
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	(180)	—	(180)
Résultat d'exploitation ²⁾	161	(36)	515	(44)
<i>E&P Canada</i>	22	(81)	82	(60)
<i>E&P International</i>	139	45	433	16
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	375	365	1 294	928

- 1) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant 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 %.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.



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

Le secteur E&P Canada a inscrit un bénéfice d'exploitation de 22 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 81 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à une diminution des frais de prospection, qui s'explique par la charge qui avait été comptabilisée à l'égard d'un puits improductif au large de la côte Est du Canada pour la période correspondante de l'exercice précédent, et à la hausse des prix obtenus, partiellement contrebalancées par la baisse de la production à Terra Nova et par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Le secteur E&P International a inscrit un bénéfice d'exploitation de 139 M\$, en comparaison de 45 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration s'explique par la hausse de la production au Royaume-Uni et en

Libye, par l'augmentation des prix obtenus et par la baisse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion à Buzzard qui a découlé de l'augmentation des réserves, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Volumes de production

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	5,8	14,7	10,5	11,0
Hibernia (kb/j)	26,6	28,2	28,9	25,6
White Rose (kb/j)	9,0	7,5	11,7	11,0
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	1,5	2,7	2,0	2,8
	42,9	53,1	53,1	50,4
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	44,3	40,8	46,2	48,9
Golden Eagle (kbep/j)	20,5	16,2	20,3	18,5
Royaume-Uni (kbep/j)	64,8	57,0	66,5	67,4
Libye (kb/j)	3,8	0,5	4,2	0,4
	68,6	57,5	70,7	67,8
Production totale (kbep/j)	111,5	110,6	123,8	118,2
Composition (liquides/gaz) (%)	98/2	96/4	97/3	96/4

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 42 900 bep/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 53 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à Terra Nova.

La production du secteur E&P International a augmenté pour s'établir à 68 600 bep/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 57 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par la hausse de la production provenant de Buzzard et de Golden Eagle enregistrée en raison des travaux de maintenance planifiés qui ont été exécutés à ces deux propriétés au cours de la période correspondante de l'exercice précédent ainsi que par la hausse de la production provenant de la Libye.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	65,06	59,26	66,00	53,69
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	0,60	1,94	2,08	1,47
E&P International (\$/bep)	60,88	55,27	62,89	49,56

Les prix obtenus pour la production de pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au troisième 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, partiellement contrebalancée par le raffermissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées au troisième trimestre de 2017 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration des prix du brut, partiellement contrebalancée par la baisse de la production du secteur E&P Canada.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont été similaires à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La mise en œuvre continue de mesures de réduction des coûts et l'incidence favorable des taux de change, qui ont eu pour effet de réduire les charges au Royaume-Uni, ont été contrebalancées par l'intensification des activités en Libye.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué au troisième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des taux de déplétion à Buzzard, partiellement contrebalancée par la hausse de la production au Royaume-Uni.

Les frais de prospection ont diminué au troisième 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.

Résultats des neuf premiers mois de 2017

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 515 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 44 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016. Cette amélioration est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la hausse de la production, à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à la diminution des frais de prospection qui s'explique par la comptabilisation d'une charge au titre d'un puits improductif au large de la côte Est du Canada pour la période correspondante de l'exercice précédent et à la baisse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par l'augmentation des redevances attribuable à la hausse du prix du pétrole brut et à l'accroissement de la production.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,294 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison de 928 M\$ pour la période correspondante de 2016, et ils ont augmenté en raison de la hausse des prix obtenus, de l'accroissement de la production et de la baisse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancés par l'augmentation des redevances.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Les travaux de maintenance planifiés à Terra Nova ont été achevés au troisième trimestre de 2017, et la Société ne prévoit pas exécuter de travaux de maintenance au quatrième trimestre de 2017.

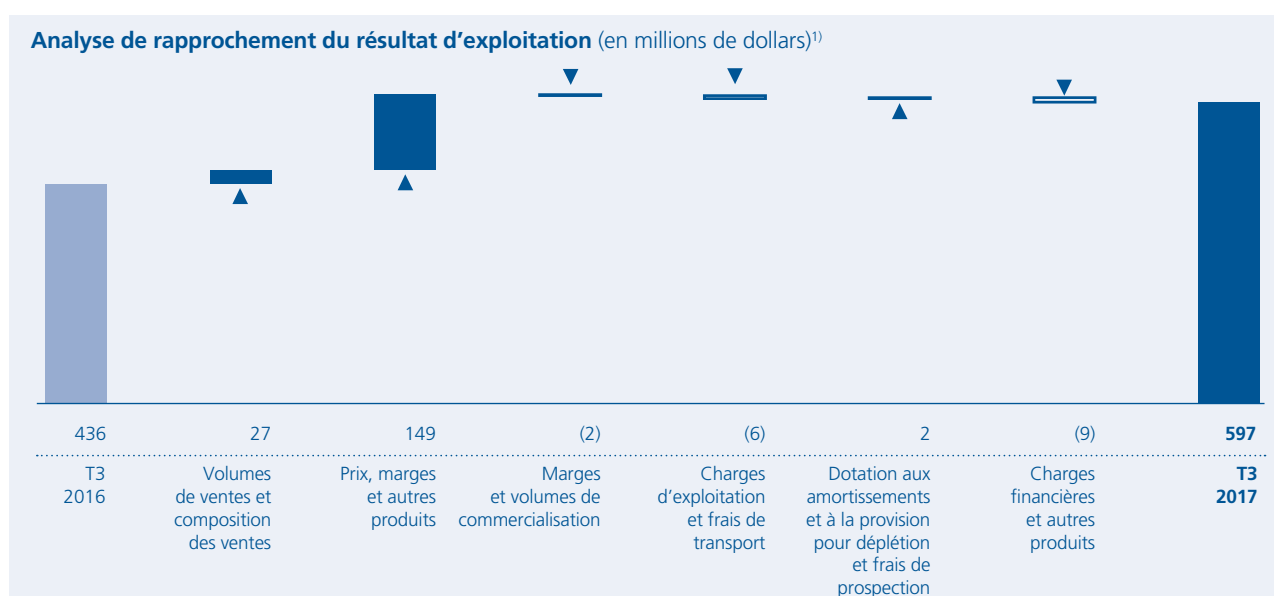
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Produits d'exploitation	5 140	4 711	14 537	12 892
Résultat net	597	436	1 772	1 366
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante ¹⁾	—	—	(354)	—
Résultat d'exploitation ²⁾	597	436	1 418	1 366
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	527	332	1 183	1 088
<i>Activités de commercialisation</i>	70	104	235	278
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	827	595	1 906	1 884

1) Profit après impôt découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société.

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



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

Le bénéfice d'exploitation du secteur R&C selon la méthode PEPS s'est établi à 597 M\$, en hausse comparativement à 436 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 624 M\$, contre 485 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.

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 527 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 332 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à

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

l'augmentation des marges de craquage de référence, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien. Elle est également attribuable au taux de fiabilité élevé qui a donné lieu au débit de traitement record des raffineries, à la reprise de charges environnementales engagées par un tiers, qui a été inscrite sous « Charges financières et autres », et à la diminution de la perte liée à la méthode PEPS.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 70 M\$ pour le troisième trimestre de 2017, tandis qu'il s'était chiffré à 104 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tenait compte d'un montant de 23 M\$ relatif aux activités liées aux lubrifiants qui ont été cédées au premier trimestre de 2017. Compte non tenu de l'incidence 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 diminution des marges enregistrée dans le réseau de ventes au détail et le réseau de ventes en gros qui a découlé de la concurrence exercée au chapitre des prix, partiellement contrebalancée par les volumes de ventes au détail et de ventes en gros records au Canada.

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 41 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 43 M\$ au troisième 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 neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	213,9	213,5	212,3	202,4
Ouest de l'Amérique du Nord	252,9	252,1	231,9	226,6
Total	466,8	465,6	444,2	429,0
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	96	96	96	91
Ouest de l'Amérique du Nord	105	105	97	94
Total	101	101	96	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	257,6	254,4	241,6	245,3
Distillat	212,5	195,2	198,7	185,9
Autres	94,4	99,1	91,4	92,5
Total	564,5	548,7	531,7	523,7
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	23,80	17,75	21,70	19,40
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	4,50	4,55	5,00	5,00

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 rapport de gestion.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour s'établir à 466 800 b/j au troisième trimestre de 2017, contre 465 600 b/j au troisième trimestre de 2016, grâce à l'excellente fiabilité dont ont fait preuve toutes les raffineries.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 564 500 b/j au troisième trimestre de 2017, en comparaison de 548 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en hausse en raison du raffermissement de la demande.

Prix et marges

Les marges des produits raffinés du secteur Raffinage et approvisionnement ont été plus élevées au troisième 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 qui a découlé de la forte demande pour les produits raffinés et des interruptions des raffineries sur la côte américaine du golfe du Mexique occasionnées par les ouragans survenus dans cette région, partiellement contrebalancée par l'incidence du raffermissement du dollar canadien, du rétrécissement des écarts de prix du brut et du rétrécissement des écarts liés à l'emplacement des produits.
- Au troisième 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 baisse du résultat d'exploitation de 27 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation de 86 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence favorable de 59 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Les marges de commercialisation du troisième trimestre de 2017, compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, ont été inférieures aux marges du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la concurrence exercée au chapitre des prix, qui a entraîné une diminution des marges sur les ventes au détail et les ventes en gros, partiellement contrebalancée par les volumes records de ventes au détail et de ventes en gros au Canada.

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 troisième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des coûts de maintenance, de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et de l'augmentation des frais de vente variables qui a découlé de l'accroissement des volumes de ventes.

Les charges financières et autres tiennent compte de l'incidence nette de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, contrebalancée par la reprise de charges environnementales engagées par un tiers.

Résultats des neuf premiers mois de 2017

Pour les neuf premiers mois de 2017, le bénéfice d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation s'est établi à 1,418 G\$, en comparaison de 1,366 G\$ pour les neuf premiers mois de 2016, l'amélioration des marges de craquage de référence, conjuguée aux écarts favorables liés à l'emplacement des produits, à l'augmentation du débit de traitement des raffineries et à l'accroissement des ventes, notamment les volumes de ventes au détail et de ventes en gros records enregistrés au Canada pour l'exercice à ce jour, ayant plus que contrebalancé l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, du rétrécissement des écarts de prix du brut et de l'augmentation de la perte liée à la méthode PEPS. Pour les neuf premiers mois de 2017, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'évaluation estimative selon la méthode DEPS, a eu une incidence négative sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de l'ordre de 22 M\$ après impôt, comparativement à une incidence négative sur le bénéfice net et les fonds provenant de l'exploitation de l'ordre de 3 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2016.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,906 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison de 1,884 G\$ pour les neuf premiers mois de 2016, et ils ont diminué en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Suncor a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada au cours du premier trimestre de 2017, ce qui a généré un bénéfice net de 8 M\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 11 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 99 M\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 143 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016.

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Résultat net	217	(350)	450	(163)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(412)	112	(793)	(746)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ¹⁾	(10)	22	22	182
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	—	—	10	73
Profit sur cession importante ³⁾	—	—	(83)	—
Coûts liés à l'acquisition de COS et charges connexes ⁴⁾	—	—	—	38
Résultat d'exploitation ⁵⁾	(205)	(216)	(394)	(616)
Énergie renouvelable	(2)	2	(3)	15
Négociation de l'énergie	(32)	(7)	(47)	(15)
Siège social	(129)	(195)	(344)	(603)
Éliminations	(42)	(16)	—	(13)
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation ⁵⁾	(6)	(171)	(35)	(486)

- 1) (Profit) perte hors trésorerie après impôt découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change.
- 2) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 3) Profit après impôt lié à la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.
- 4) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de COS, après impôt.
- 5) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	32	84	195	327

- 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 2 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 2 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est 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.

Au cours du trimestre, Suncor a conclu la vente de sa participation dans la centrale éolienne Ripley pour un produit de 48 M\$, montant qui correspondait à la valeur comptable.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à une perte d'exploitation de 32 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 7 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les faibles écarts liés à l'emplacement du brut.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 129 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 195 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution s'explique essentiellement par des économies d'impôt et des avis de nouvelle cotisation liés à des périodes précédentes, la hausse des intérêts incorporés à l'actif, la diminution des coûts fonctionnels par suite de la mise en œuvre continue de mesures de réduction des coûts par la Société et la diminution des charges d'intérêts qui a découlé des remboursements sur la dette au deuxième trimestre de 2017, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par une hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au troisième trimestre de 2017, la Société a incorporé une tranche de 182 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 153 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète l'élimination du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et le secteur Raffinage et approvisionnement. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2017, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 42 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 16 M\$ au troisième trimestre de 2016. Cette variation est attribuable à l'augmentation des marges sur le brut et à l'augmentation des niveaux des stocks intersectoriels par suite de l'achèvement de travaux de maintenance dans le secteur Sables pétrolifères.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 6 M\$ au troisième trimestre de 2017, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation de 171 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre les facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus, les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence favorable d'économies d'impôt exigible et d'avis de nouvelle cotisation liés à des périodes antérieures.

Résultats des neuf premiers mois de 2017

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 394 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 616 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016. Outre les facteurs mentionnés ci-dessus dans l'analyse des résultats trimestriels, le résultat d'exploitation des neuf premiers mois de 2017 reflète l'incidence favorable d'un profit réalisé sur les swaps de taux d'intérêt différés. Pour les neuf premiers mois de 2017, la Société a incorporé une tranche de 552 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 434 M\$ pour les neuf premiers mois de 2016. L'augmentation est attribuable à la hausse des dépenses cumulées à l'égard des projets de croissance d'envergure.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 35 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison de 486 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation mentionnés ci-dessus, les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence favorable des économies d'impôt liées au remboursement anticipé d'une dette au deuxième trimestre de 2017 et des économies d'impôt et des avis de nouvelle cotisation liés à des périodes précédentes.

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 neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Sables pétrolifères	1 340	1 306	3 899	3 667
Exploration et production	189	283	631	829
Raffinage et commercialisation	159	101	385	502
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	7	3	15	12
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 695	1 693	4 930	5 010
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(182)	(153)	(552)	(434)
	1 513	1 540	4 378	4 576

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2017			Période de neuf mois close le 30 septembre 2017		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	451	32	483	1 024	167	1 191
<i>Activités in situ</i>	72	—	72	246	6	252
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	122	531	653	426	1 623	2 049
Exploration et production	6	134	140	14	473	487
Raffinage et commercialisation	158	—	158	384	—	384
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	7	—	7	15	—	15
	816	697	1 513	2 109	2 269	4 378

- 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 troisième trimestre de 2017, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,513 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du troisième trimestre de 2017 ont été inférieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des dépenses en immobilisations de croissance, principalement à Fort Hills et à Hebron où les gros travaux de construction sont terminés. Ces facteurs ont été compensés en partie par l'augmentation des dépenses en immobilisations de maintien liées aux travaux de maintenance d'envergure.

L'activité du troisième 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 483 M\$ au troisième 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. 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. Les dépenses en immobilisations de croissance du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont été affectées principalement au projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, qui a été mis en service au troisième trimestre de 2017 et qui facilitera l'accès au marché pour la production de bitume provenant de Fort Hills.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 72 M\$ et représentent des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses liées à des travaux de maintenance planifiés à MacKay River qui devraient être achevés au début du 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 653 M\$. De ce montant, une tranche de 531 M\$ représente des dépenses en immobilisations de croissance et une tranche de 122 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien.

Les dépenses de croissance ont été affectées principalement au projet minier Fort Hills, qui était achevé à hauteur d'environ 95 % à la fin du troisième trimestre de 2017. La partie initiale de l'usine a été testée avec succès pendant la phase de mise en service, ce qui réduit considérablement les risques associés à l'accroissement prévu de la production jusqu'en 2018. La construction des installations d'extraction secondaire s'est poursuivie pendant le trimestre, les autres actifs ayant tous été déclarés prêts à l'exploitation au cours de la période. Le projet continue de se dérouler comme prévu pour produire les premiers barils de pétrole à la fin de 2017.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Fort Hills au troisième 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 après le début de la production de pétrole.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Syncrude au troisième trimestre de 2017 ont été axées principalement sur les réparations permanentes liées à l'incident survenu à une installation au premier trimestre de 2017, pour lequel Suncor s'attend à recevoir un produit d'assurance dès le quatrième trimestre de 2017, ainsi que sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés portant sur les installations de cokéfaction au début du trimestre. Les travaux de maintenance des installations de cokéfaction exécutés au cours de la période étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2017, mais ont été devancés de manière à coïncider avec l'interruption non planifiée survenue au deuxième trimestre de 2017 et à ainsi atténuer l'incidence sur la production annuelle. Les dépenses en immobilisations 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

Au cours du troisième trimestre de 2017, les travaux de forage portant sur le premier puits de production à Hebron ont débuté selon l'échéancier prévu, et les premiers barils de pétrole sont toujours attendus pour la fin de 2017. Les autres activités du secteur E&P menées au troisième trimestre comprennent le forage de développement à Hibernia et à White Rose et la mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 158 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 7 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	30 septembre 2016
Rendement du capital investi¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	7,0	(4,6)
Compte tenu des projets majeurs en cours	5,5	(3,9)
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation²⁾ (en nombre de fois)	1,6	3,0
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	5,2	(3,0)
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{2),4)}	10,2	5,4

- Mesure financière hors PCGR. Un rapprochement du RCI figure à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Les 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 rapport de gestion.
- Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- Somme des 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 de la cession d'actifs non essentiels. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2017, de l'ordre de 5,4 G\$ à 5,6 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, y compris en ce qui a trait à la dette à long terme de 1,449 G\$ venant à échéance au deuxième trimestre de 2018, 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 pas 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 2,757 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017, en comparaison de 3,016 G\$ au 31 décembre 2016. Cette diminution est principalement attribuable au remboursement d'une tranche de 1,250 G\$ US de la dette à long terme, aux rachats des actions de la Société aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat ») et au fait que le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection et les fonds requis pour le versement de dividendes ont été supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le produit tiré de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société, de ses participations dans le parc éolien Cedar Point et la centrale éolienne Ripley, ainsi que par une augmentation de la dette à court terme.

Comme les dépenses en immobilisations liées aux projets de croissance d'envergure ont commencé à diminuer, la Société prévoit que moins de liquidités seront nécessaires à des fins de financement au cours des périodes à venir, ce qui explique qu'elle peut rembourser sa dette à long terme et redistribuer de la trésorerie aux actionnaires, sous réserve de la conjoncture économique et d'autres facteurs pertinents.

Au 30 septembre 2017, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 18 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 5,546 G\$ au 30 septembre 2017, en baisse par rapport à 7,467 G\$ au 31 décembre 2016, en raison de l'annulation d'une facilité de crédit de 950 M\$ qui avait été reprise lors de l'acquisition de COS, conjuguée à l'augmentation de la dette à court terme. La facilité de crédit annulée ne devrait plus être nécessaire pour répondre aux besoins de liquidités de la Société et son annulation permettra de réduire les charges financières des périodes à venir.

Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et du contexte actuel des prix. Suncor 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 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 viendront contrebalancer ce montant. Le remboursement a été financé en majeure partie par le produit tiré des cessions d'actifs réalisées au premier trimestre de 2017.

Les progrès se sont poursuivis en ce qui a trait à la vente d'une participation cumulée 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 estimatif d'environ 500 M\$. La Société s'attend à conclure l'arrangement au quatrième 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 30 septembre 2017, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 25,9 % (28,1 % au 31 décembre 2016). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Dettes à court terme	2 060	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	1 509	54
Dettes à long terme	12 278	16 103
Dettes totales	15 847	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 757	3 016
Dettes nettes	13 090	14 414
Capitaux propres	45 378	44 630
Dettes totales majorées des capitaux propres	61 225	62 060
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	25,9	28,1

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre et période de neuf mois clos le	
	T3	30 septembre 2017 Cumul annuel
Dette totale à l'ouverture de la période	16 132	17 430
Diminution de la dette à long terme	(14)	(1 768)
Augmentation de la dette à court terme	98	925
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	(369)	(740)
Dette totale au 30 septembre 2017	15 847	15 847
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 30 septembre 2017	2 757	2 757
Dette nette au 30 septembre 2017	13 090	13 090

La dette totale de la Société a diminué au troisième trimestre en raison de l'incidence des taux de change favorables sur la dette libellée en dollars américains, partiellement contrebalancée par l'augmentation des emprunts à court terme.

Depuis le début de l'exercice, la dette totale de la Société a diminué en raison du remboursement anticipé de billets à 6,10 % totalisant 1,250 G\$ US devant 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, partiellement contrebalancés par une augmentation des emprunts à court terme.

Actions ordinaires Actions en circulation

(en milliers)	30 septembre 2017
Actions ordinaires	1 656 455
Options sur actions ordinaires – exerçables	20 496
Options sur actions ordinaires – non exerçables	14 016

Au 23 octobre 2017, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 654 857 919 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 33 930 867. 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		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	7 220	—	14 441	—
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	39,19	—	40,06	—
Coût du rachat d'actions	282	—	578	—

Au troisième trimestre de 2017, la Société a racheté 7 219 782 actions ordinaires au prix moyen de 39,19 \$ l'action, pour une contrepartie de 282 M\$. Au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, la Société a racheté 14 440 535 actions ordinaires au prix moyen de 40,06 \$ l'action, pour une contrepartie de 578 M\$. Suncor n'avait racheté aucune de ses actions aux termes d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités durant le trimestre clos le 30 septembre 2016 et les neuf premiers mois de 2016.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 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 1,3 G\$ (montant non actualisé) au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017, en raison principalement du remboursement anticipé de billets à 6,10 % totalisant 1,250 G\$ US devant arriver à échéance initialement le 1^{er} juin 2018 et de la réduction des engagements qui a découlé de la vente des activités liées aux lubrifiants de Suncor, partiellement contrebalancés par un engagement relatif à des services d'hébergement qui soutient les activités de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et par la comptabilisation de coûts de démantèlement supplémentaires à Hebron à la suite des étapes franchies au cours du deuxième trimestre de 2017.

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)	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	628,4	413,6	590,6	620,4	617,5	213,1	565,8	470,6
Exploration et production	111,5	125,5	134,5	118,1	110,6	117,6	125,6	112,3
	739,9	539,1	725,1	738,5	728,1	330,7	691,4	582,9
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 986	7 247	7 818	7 840	7 409	5 914	5 644	6 499
Autres produits (pertes)	43	16	25	301	(15)	(58)	(67)	94
	8 029	7 263	7 843	8 141	7 394	5 856	5 577	6 593
Résultat net	1 289	435	1 352	531	392	(735)	257	(2 007)
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)
Résultat d'exploitation¹⁾	867	199	812	636	346	(565)	(500)	(26)
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,52	0,12	0,49	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 472	1 627	2 024	2 365	2 025	916	682	1 294
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,49	0,98	1,21	1,42	1,22	0,58	0,45	0,90
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 912	1 671	1 628	2 791	1 979	862	48	1 443
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,75	1,00	0,98	1,68	1,19	0,54	0,03	1,00
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	7,0	6,2	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6
Profit (perte) de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	412	278	103	(222)	(112)	(27)	885	(382)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,32	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	43,73	37,89	40,83	43,90	36,42	35,84	36,17	35,72
Bourse de New York (\$ US)	35,03	29,20	30,75	32,69	27,78	27,73	27,81	25,80

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

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	48,20	48,30	51,85	49,35	44,95	45,60	33,50	42,15
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	52,05	49,85	53,75	49,50	45,85	45,60	33,90	43,70
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	6,30	5,80	9,05	6,70	6,80	7,65	8,95	10,35
MSW à Edmonton	\$ CA/b	57,05	62,30	64,25	62,00	55,10	55,80	34,50	53,55
WCS à Hardisty	\$ US/b	38,25	37,20	37,30	35,00	31,45	32,30	19,30	27,70
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	9,95	11,10	14,55	14,35	13,50	13,30	14,25	14,50
Condensat à Edmonton	\$ US/b	47,60	48,45	52,20	48,35	43,05	44,10	34,45	41,65
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,45	2,80	2,70	3,10	2,30	1,40	1,85	2,45
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	24,55	19,30	22,40	21,95	17,90	14,90	18,10	21,20
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	22,35	16,35	12,55	14,35	14,00	16,10	11,75	13,60
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,25	14,40	11,15	10,55	14,15	16,65	9,10	13,90
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	26,80	21,25	18,45	14,95	18,75	19,30	13,00	17,90
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,45	16,80	14,00	13,15	14,50	14,85	11,05	11,05
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,80	0,74	0,76	0,75	0,77	0,78	0,73	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,80	0,77	0,75	0,74	0,76	0,77	0,77	0,72

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

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

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

- Au troisième trimestre de 2017, la Société a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison de l'augmentation des taux d'intérêt à long terme. Au troisième trimestre de 2016, elle avait inscrit une perte hors trésorerie après impôt de 22 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Siège social, une perte hors trésorerie après impôt sur les swaps de taux d'intérêt différés et les dérivés de change de 32 M\$ en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme et des variations des taux de change.
- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, une charge après impôt de 10 M\$ découlant du remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- Au premier trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur R&C, un profit après impôt de 354 M\$ découlant de la vente de ses activités liées aux lubrifiants et, à l'égard de son secteur Siège social, un profit après impôt de 83 M\$ découlant de la cession de sa participation dans le projet éolien Cedar Point.
- 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 ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur

Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.

- Au cours du troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 %, en date du 1^{er} janvier 2016, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 180 M\$ pour le secteur E&P.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a engagé, à l'égard du secteur Siège social, une charge hors trésorerie après impôt de 73 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme prise en charge dans le cadre de l'acquisition de COS.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie d'un montant de 70 M\$ après impôt découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt à long terme du secteur Siège social, par suite d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ sur les dérivés de taux d'intérêt du secteur Siège social, en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, des charges après impôt de 38 M\$ liées à l'acquisition et à l'intégration de COS.
- Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur après impôt de 359 M\$ pour White Rose, de 331 M\$ pour Golden Eagle et de 54 M\$ pour Terra Nova, en raison de l'incidence d'une baisse des prix prévisionnels du pétrole brut. De plus, elle a comptabilisé des pertes de valeur de 290 M\$ à l'égard de sa participation dans le projet minier Joslyn et de 54 M\$ à l'égard du puits d'exploration de Ballicatters, en raison de l'incertitude entourant le moment et la probabilité de réalisation des plans de mise en valeur, ainsi qu'une perte de valeur de 96 M\$ à l'égard du secteur Sables pétrolifères, à la suite d'un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière.
- Au quatrième trimestre de 2015, en raison de l'interruption de la production en Libye découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude accrue entourant le retour à la normale des activités de la Société dans ce pays, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 415 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.

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

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

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2017, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 septembre 2017, il ne s'était produit, au cours du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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

Prévisions de la Société

Suncor a modifié les prévisions qu'elle avait publiées pour 2017. Son communiqué de presse daté du 25 octobre 2017, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié 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.
- 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 30 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2017	2016
Ajustements du résultat net			
Résultat net		3 607	(2 103)
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(568)	(362)
Charge d'intérêts nette		181	306
	A	3 220	(2 159)
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		14 729	9 551
Capitaux propres		43 976	41 148
		58 705	50 699
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		13 090	14 729
Capitaux propres		45 378	43 976
		58 468	58 705
Capital moyen investi	B	58 726	56 010
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	5,5	(3,9)
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	12 778	9 351
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	7,0	(4,6)

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

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des fonds provenant de (affectés à) l'exploitation du trimestre clos le 30 septembre 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 » des rapports de gestion trimestriels respectifs.

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résultat net	314	162	161	144	597	436	217	(350)	1 289	392
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	859	971	236	270	161	164	25	34	1 281	1 439
Impôt sur le résultat différé	53	62	(21)	(198)	36	(8)	102	7	170	(137)
Augmentation des passifs	48	54	12	11	2	1	—	1	62	67
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(441)	121	(441)	121
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	8	6	—	—	13	5	24	(16)	45	(5)
Profit à la cession d'actifs	(3)	—	—	—	(1)	(13)	—	—	(4)	(13)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rémunération fondée sur des actions	41	20	5	3	21	11	72	33	139	67
Frais de prospection	—	—	—	139	—	—	—	—	—	139
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(49)	(43)	(13)	—	(4)	(5)	—	—	(66)	(48)
Autres	5	4	(5)	(4)	2	4	(5)	(1)	(3)	3
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 276	1 236	375	365	827	595	(6)	(171)	2 472	2 025
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(860)	(502)	(272)	(56)	1 167	(395)	405	907	440	(46)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	416	734	103	309	1 994	200	399	736	2 912	1 979

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Résultat net	339	(1 425)	515	136	1 772	1 366	450	(163)	3 076	(86)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	2 727	2 826	809	1 087	489	506	88	97	4 113	4 516
Impôt sur le résultat différé	(11)	(64)	(118)	(462)	23	15	252	69	146	(442)
Augmentation des passifs	146	155	33	43	5	5	—	1	184	204
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(845)	(771)	(845)	(771)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	—	19	—	—	—	28	112	218	112	265
Profit à la cession d'actifs	(4)	(33)	—	—	(352)	(14)	(70)	—	(426)	(47)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	25	99	25	99
Rémunération fondée sur des actions	(37)	(16)	2	5	(13)	(11)	(37)	(37)	(85)	(59)
Frais de prospection	—	—	41	139	—	—	—	—	41	139
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(229)	(193)	(16)	—	(10)	(13)	—	—	(255)	(206)
Autres	27	28	28	(20)	(8)	2	(10)	1	37	11
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	2 958	1 297	1 294	928	1 906	1 884	(35)	(486)	6 123	3 623
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	58	(600)	(114)	(96)	1 067	(195)	(923)	157	88	(734)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	3 016	697	1 180	832	2 973	1 689	(958)	(329)	6 211	2 889

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	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Fonds provenant de l'exploitation	2 472	2 025	8 488	4 917
Dépenses de maintien et dividendes	(1 356)	(1 047)	(4 729)	(4 590)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 116	978	3 759	327

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) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) les frais de démarrage de projets, et v) 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 rapport de gestion. 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 neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 520	1 377	4 081	4 233
Autres produits	48	13	86	26
Marge non liée au raffinage	(463)	(572)	(1 333)	(1 811)
Marge de raffinage	1 105	818	2 834	2 448
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 491	46 119	130 660	126 288
Marge de raffinage (\$/b)	23,80	17,75	21,70	19,40
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	481	549	1 462	1 617
Coûts non liés au raffinage	(272)	(339)	(809)	(988)
Charges d'exploitation de raffinage	209	210	653	629
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 491	46 119	130 660	126 288
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	4,50	4,55	5,00	5,00

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 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 rapport de gestion est présentée ci-après :

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoule
kip ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kip 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

T3	Trimestre clos le 30 septembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange
CUM	Cumul depuis le début de l'exercice

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; 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 :

- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet Fort Hills, notamment le fait que les premiers barils de pétrole issus du projet sont toujours attendus pour la fin de 2017, l'accroissement prévu de la production jusqu'en 2018 et l'attente selon laquelle la réussite des essais menés à bien dans la partie initiale de l'usine pendant la phase de mise en service réduit considérablement les risques associés à l'accroissement prévu de la production, l'attente selon laquelle les activités de maintien préalable favoriseront l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers de Fort Hills après le début de la production, ainsi que les prévisions concernant le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est; et ii) les énoncés concernant le projet Hebron, notamment le fait que les premiers barils de pétrole sont toujours attendus pour la fin de 2017;
- le produit estimatif d'environ 500 M\$ devant être tiré de la vente d'une participation cumulée 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 et l'attente selon laquelle l'arrangement sera conclu au quatrième trimestre de 2017;
- l'attente selon laquelle Suncor recevra un produit d'assurance lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude dès le quatrième trimestre de 2017;
- la collaboration avec Syncrude pour réduire les coûts d'exploitation, accroître la performance et mettre en place des synergies régionales au moyen de l'intégration;
- l'attente selon laquelle Suncor continuera d'axer ses efforts sur la mise en œuvre rigoureuse du programme de dépenses en immobilisations de 2017 en vue de produire les premiers barils de pétrole issus de ses projets de croissance d'envergure Fort Hills et Hebron d'ici la fin de l'exercice, tout en continuant d'investir dans la sécurité, la fiabilité et l'efficacité de ses actifs d'exploitation;
- l'incidence et le calendrier prévus des travaux de maintenance planifiés, y compris les travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation et les travaux de maintenance planifiés à MacKay River;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits;
- le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2017, de l'ordre de 5,4 G\$ à 5,6 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, y compris en ce qui a trait à la dette à long terme de 1,449 G\$ venant à échéance au deuxième trimestre de 2018, 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 jouissant de cotes de solvabilité élevées;*
- l'attente selon laquelle comme les dépenses en immobilisations liées aux projets de croissance d'envergure ont commencé à diminuer, moins de liquidités seront nécessaires à des fins de financement au cours des périodes à venir, ce qui permettra le remboursement de la dette à long terme et l'accroissement du rendement pour les actionnaires, sous réserve de la conjoncture économique et d'autres facteurs pertinents;*
- l'attente de Suncor selon laquelle la facilité de crédit annulée qui a été acquise dans le cadre de l'acquisition de COS ne sera plus requise pour combler les besoins de liquidité et son annulation réduira les charges financières des périodes à venir;*
- l'attente selon laquelle le remboursement de billets au deuxième trimestre de 2017 réduira les coûts de financement et procurera une souplesse financière continue;*
- 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 à gérer les niveaux d'endettement;*
- les hypothèses de Suncor concernant le contexte commercial concernant le Brent Sollum Voe, le WTI à Cushing, le WCS à Hardisty et la marge de craquage 3-2-1 au Port de New York, ainsi que les hypothèses concernant l'impôt exigible pour l'exercice complet;*
- 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 de prospection et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux

conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur R&C sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; des risques et des incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de nos raffineries et de nos centres de distribution.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris 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; 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 rapport de gestion, 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 rapport de gestion sont formulés à la date de ce rapport de gestion. À moins que les lois sur les valeurs mobilières applicables ne l'exigent, nous n'assumons aucune obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser de quelque autre façon ces énoncés prospectifs ou les risques et hypothèses susmentionnés qui influent sur ces énoncés, que ce soit par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou de la survenance d'événements futurs, ou pour toute autre raison.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 986	7 409	23 051	18 967
Autres produits (pertes) (note 4)	43	(15)	84	(140)
	8 029	7 394	23 135	18 827
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 875	2 734	8 348	7 475
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 264	2 212	6 810	6 614
Transport	247	262	781	793
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 281	1 439	4 113	4 516
Prospection	13	146	78	203
Profit à la cession d'actifs (notes 13 et 14)	(5)	(13)	(555)	(47)
(Produits financiers) charges financières (note 7)	(323)	288	(471)	(87)
	6 352	7 068	19 104	19 467
Résultat avant impôt	1 677	326	4 031	(640)
Impôt sur le résultat – Charge (économie) (note 8)				
Exigible	218	71	809	(112)
Différé	170	(137)	146	(442)
	388	(66)	955	(554)
Résultat net	1 289	392	3 076	(86)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires ordinaires	1 289	392	3 076	(97)
Participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	11
	1 289	392	3 076	(86)
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(100)	36	(206)	(294)
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	52	(434)	53	(474)
Autres éléments du résultat global	(48)	(398)	(153)	(768)
Résultat global	1 241	(6)	2 923	(854)
Par action ordinaire (en dollars) (note 9)				
Résultat net de base	0,78	0,24	1,85	(0,05)
Résultat net dilué	0,78	0,24	1,84	(0,05)
Résultat net de base attribuable aux actionnaires ordinaires	0,78	0,24	1,85	(0,06)
Résultat net dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,78	0,24	1,84	(0,06)
Dividendes en trésorerie	0,32	0,29	0,96	0,87

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2017	31 décembre 2016
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 757	3 016
Créances	3 598	3 182
Stocks	3 049	3 240
Impôt sur le résultat à recouvrer	157	376
Actifs détenus en vue de la vente (notes 13 et 14)	—	1 205
Total de l'actif courant	9 561	11 019
Immobilisations corporelles, montant net	72 026	71 259
Prospection et évaluation	2 043	2 038
Autres actifs	1 165	1 248
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 062	3 075
Actifs d'impôt différé	88	63
Total de l'actif	87 945	88 702
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	2 060	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	1 509	54
Dettes et charges à payer	5 872	5 588
Tranche courante des provisions	690	781
Impôt à payer	366	224
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (notes 13 et 14)	—	197
Total du passif courant	10 497	8 117
Dettes à long terme	12 278	16 103
Autres passifs non courants	1 897	2 067
Provisions (note 12)	6 485	6 542
Passifs d'impôt différé	11 410	11 243
Capitaux propres	45 378	44 630
Total du passif et des capitaux propres	87 945	88 702

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes	
	2017	30 septembre 2016	2017	les 30 septembre 2016
Activités d'exploitation				
Résultat net	1 289	392	3 076	(86)
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 281	1 439	4 113	4 516
Impôt sur le résultat différé	170	(137)	146	(442)
Charge de désactualisation	62	67	184	204
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(441)	121	(845)	(771)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	45	(5)	112	265
Profit à la cession d'actifs (notes 13 et 14)	(4)	(13)	(426)	(47)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 7)	—	—	25	99
Rémunération fondée sur des actions	139	67	(85)	(59)
Prospection	—	139	41	139
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(66)	(48)	(255)	(206)
Autres	(3)	3	37	11
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	440	(46)	88	(734)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 912	1 979	6 211	2 889
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 695)	(1 693)	(4 930)	(5 010)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited	—	—	—	109
Acquisitions	—	—	—	(946)
Produit de la cession d'actifs	54	4	1 531	196
Autres placements	(15)	(4)	(14)	(11)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(109)	122	(72)	(45)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 765)	(1 571)	(3 485)	(5 707)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	98	(705)	925	1 250
Variation nette de la dette à long terme	(14)	(137)	(1 768)	(1 679)
Émission de titres de créance à long terme (note 7)	—	993	—	993
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	29	5	105	17
(Rachat) émission d'actions ordinaires (notes 6 et 10)	(282)	—	(578)	2 782
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(531)	(483)	(1 598)	(1 394)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(700)	(327)	(2 914)	1 969
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	447	81	(188)	(849)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(42)	13	(71)	(98)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 352	3 008	3 016	4 049
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 757	3 102	2 757	3 102
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	111	86	609	597
Impôt sur le résultat payé (reçu)	155	(46)	274	(56)

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	(97)	(86)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(294)	—	—	(294)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 167 \$	—	—	—	—	(474)	(474)	—
Résultat global	—	—	(294)	11	(571)	(854)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	64	(44)	—	—	—	20	597
Émissions contre trésorerie, déduction faite de l'impôt de 26 \$ (note 10)	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	—	31	—	—	—	31	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 394)	(1 394)	—
30 septembre 2016	26 790	620	971	—	15 595	43 976	1 664 528
31 décembre 2016	26 942	588	1 007	—	16 093	44 630	1 667 914
Résultat net	—	—	—	—	3 076	3 076	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(206)	—	—	(206)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 20 \$	—	—	—	—	53	53	—
Résultat global	—	—	(206)	—	3 129	2 923	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	134	(30)	—	—	—	104	2 982
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 6)	(233)	—	—	—	(345)	(578)	(14 441)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 6)	(53)	—	—	—	(91)	(144)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	41	—	—	—	41	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 598)	(1 598)	—
30 septembre 2017	26 790	599	801	—	17 188	45 378	1 656 455

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 25 octobre 2017.

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 30 septembre (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	2 319	2 320	766	462	5 110	4 679	5	12	8 200	7 473
Produits intersectoriels	914	647	—	85	30	32	(944)	(764)	—	—
Moins les redevances	(82)	(20)	(132)	(44)	—	—	—	—	(214)	(64)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 151	2 947	634	503	5 140	4 711	(939)	(752)	7 986	7 409
Autres (pertes) produits	(6)	3	1	7	48	13	—	(38)	43	(15)
	3 145	2 950	635	510	5 188	4 724	(939)	(790)	8 029	7 394
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	135	135	—	—	3 620	3 334	(880)	(735)	2 875	2 734
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 513	1 420	109	107	481	549	161	136	2 264	2 212
Transport	164	159	21	20	76	95	(14)	(12)	247	262
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	859	971	236	270	161	164	25	34	1 281	1 439
Prospection	3	—	10	146	—	—	—	—	13	146
Profit à la cession d'actifs	(3)	—	—	—	(2)	(13)	—	—	(5)	(13)
Charges financières (produits financiers)	40	57	—	12	2	—	(365)	219	(323)	288
	2 711	2 742	376	555	4 338	4 129	(1 073)	(358)	6 352	7 068
Résultat avant impôt	434	208	259	(45)	850	595	134	(432)	1 677	326
Impôt sur le résultat – Charge (produit)										
Exigible	67	(16)	119	9	217	167	(185)	(89)	218	71
Différé	53	62	(21)	(198)	36	(8)	102	7	170	(137)
	120	46	98	(189)	253	159	(83)	(82)	388	(66)
Résultat net	314	162	161	144	597	436	217	(350)	1 289	392
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 340	1 306	189	283	159	101	7	3	1 695	1 693

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	6 559	4 715	2 538	1 588	14 482	12 796	28	34	23 607	19 133
Produits intersectoriels	2 462	1 451	—	114	55	96	(2 517)	(1 661)	—	—
Moins les redevances	(180)	(48)	(376)	(118)	—	—	—	—	(556)	(166)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 841	6 118	2 162	1 584	14 537	12 892	(2 489)	(1 627)	23 051	18 967
Autres produits (pertes)	25	18	(22)	45	86	26	(5)	(229)	84	(140)
	8 866	6 136	2 140	1 629	14 623	12 918	(2 494)	(1 856)	23 135	18 827
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	390	447	—	—	10 456	8 659	(2 498)	(1 631)	8 348	7 475
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 641	4 143	321	368	1 462	1 617	386	486	6 810	6 614
Transport	521	489	66	65	232	271	(38)	(32)	781	793
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	2 727	2 826	809	1 087	489	506	88	97	4 113	4 516
Prospection	9	30	69	173	—	—	—	—	78	203
Profit à la cession d'actifs	(4)	(33)	—	—	(454)	(14)	(97)	—	(555)	(47)
Charges financières (produits financiers)	125	176	22	62	12	12	(630)	(337)	(471)	(87)
	8 409	8 078	1 287	1 755	12 197	11 051	(2 789)	(1 417)	19 104	19 467
Résultat avant impôt	457	(1 942)	853	(126)	2 426	1 867	295	(439)	4 031	(640)
Impôt sur le résultat – Charge (produit)										
Exigible	129	(453)	456	200	631	486	(407)	(345)	809	(112)
Différé	(11)	(64)	(118)	(462)	23	15	252	69	146	(442)
	118	(517)	338	(262)	654	501	(155)	(276)	955	(554)
Résultat net	339	(1 425)	515	136	1 772	1 366	450	(163)	3 076	(86)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	3 899	3 667	631	829	385	502	15	12	4 930	5 010

4. AUTRES PRODUITS (PERTES)

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Activités de négociation de l'énergie				
Pertes comptabilisées en résultat pour la période	(38)	(45)	(18)	(63)
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	(3)	31	(46)	48
Activités de gestion des risques ¹⁾	(2)	(23)	32	(253)
Produit financier et produit d'intérêts	86	8	140	56
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ²⁾	—	—	—	26
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres	—	14	(24)	46
	43	(15)	84	(140)

- 1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, et des swaps différés de taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 2) Inclut le produit d'assurance dommages matériels 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 neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	7	41	31
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	132	61	224	206
	140	68	265	237

6. 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 troisième trimestre de 2017, la Société a racheté 7,2 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat 2017 au prix moyen de 39,19 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 282 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 neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	7 220	—	14 441	—
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	116	—	233	—
Résultats non distribués	166	—	345	—
Coût des rachats d'actions	282	—	578	—

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)	30 septembre 2017	31 déc. 2016
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	53	—
Résultats non distribués	91	—
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	144	—

7. (PRODUITS FINANCIERS) CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Intérêts sur la dette	218	243	704	753
Intérêts incorporés à l'actif	(182)	(153)	(552)	(434)
Charge d'intérêts	36	90	152	319
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	18	44	45
Charge de désactualisation	62	67	184	204
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(441)	121	(845)	(771)
Écarts de change et autres	6	(8)	(31)	17
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	87	99
Profits réalisés sur les couvertures de change	—	—	(62)	—
	(323)	288	(471)	(87)

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a remboursé par anticipation ses billets à long terme 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 (891 M\$) (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.

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

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

9. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2017	30 septembre 2016	2017	30 septembre 2016
Bénéfice net (perte nette)	1 289	392	3 076	(86)
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	—	(1)	—
Bénéfice net (perte nette) – dilué(e)	1 289	392	3 075	(86)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 289	392	3 076	(97)
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	—	(1)	—
Bénéfice net (perte nette) dilué(e) attribuable aux actionnaires ordinaires	1 289	392	3 075	(97)
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 659	1 664	1 665	1 591
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	3	2	4	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 662	1 666	1 669	1 592
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,78	0,24	1,85	(0,05)
Résultat dilué par action	0,78	0,24	1,84	(0,05)
Résultat de base par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,78	0,24	1,85	(0,06)
Résultat dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,78	0,24	1,84	(0,06)

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 le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 (effet anti-dilutif pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2016).

10. 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).

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 30 septembre 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	(17)	(63)	(80)
(Pertes) profits comptabilisés en résultat pour la période (note 4)	(18)	32	14
Juste valeur des contrats en cours au 30 septembre 2017	(71)	(49)	(120)

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 septembre 2017, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	39	56	—	95
Dettes	(98)	(117)	—	(215)
	(59)	(61)	—	(120)

Au cours du troisième 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 30 septembre 2017, la Société avait pour 924 M\$ de swaps différés en cours. Une augmentation de 0,04 % des taux d'intérêt au cours du trimestre a entraîné une plus-value de 14 M\$ des swaps restants. Une augmentation de 0,02 % des taux d'intérêt au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2017 a entraîné une plus-value de 5 M\$ des swaps restants.

Instrument financiers non dérivés

Au 30 septembre 2017, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,6 G\$ (15,1 G\$ au 31 décembre 2016) et sa juste valeur, à 14,9 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.

12. PROVISIONS

Une hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, lequel s'est établi à 4,00 % (3,90 % au 31 décembre 2016), contrebalancée en partie par la constatation de dommages supplémentaires, s'est traduite par une diminution globale de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux de 15 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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\$, comptabilisé 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.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				30 sept. 2016	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016		30 sept. 2017	30 sept. 2016	31 déc. 2016
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	628,4	413,6	590,6	620,4	617,5	544,3	466,0	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)	324,4	288,6	332,8	324,5	301,1	315,3	236,8	258,9
Bitume non valorisé	144,9	64,0	115,7	108,9	132,6	108,2	118,2	115,9
Production du secteur Sables pétrolifères	469,3	352,6	448,5	433,4	433,7	423,5	355,0	374,8
Production de bitume (kb/j)								
Production minière	328,1	293,1	311,1	284,8	295,1	308,3	222,3	238,0
Activités <i>in situ</i> – Firebag	203,6	110,9	202,8	204,5	197,6	172,5	172,9	180,8
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	30,8	30,0	35,6	33,9	26,6	32,1	25,5	27,6
Total de la production de bitume	562,5	434,0	549,5	523,2	519,3	512,9	420,7	446,4
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	105,9	104,4	124,9	87,2	100,8	111,7	87,4	87,3
Diesel	30,4	29,6	30,3	28,4	27,9	30,1	18,7	21,2
Brut léger sulfureux	183,2	160,1	176,4	201,5	162,5	173,2	137,2	153,4
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	319,5	294,1	331,6	317,1	291,2	315,0	243,3	261,9
Bitume non valorisé	120,3	86,0	104,9	103,5	123,5	103,8	122,1	117,4
Ventes	439,8	380,1	436,5	420,6	414,7	418,8	365,4	379,3
Charges d'exploitation décaissées – moyenne ^{1)A)} (\$/b)*								
Charges décaissées	20,40	25,70	20,15	22,10	20,30	21,75	25,30	24,35
Gaz naturel	1,20	2,10	2,40	2,85	1,85	1,90	1,85	2,15
	21,60	27,80	22,55	24,95	22,15	23,65	27,15	26,50
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement ^{1)A)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	20,60	21,25	19,95	22,55	19,30	20,55	26,05	25,00
Gaz naturel	0,25	0,60	0,60	0,80	0,50	0,45	0,55	0,60
	20,85	21,85	20,55	23,35	19,80	21,00	26,60	25,60
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement ^{1)A)} (\$/b)								
Charges décaissées	6,75	10,95	7,00	6,35	7,15	7,80	8,15	7,60
Gaz naturel	2,20	4,00	4,00	4,40	3,30	3,30	2,85	3,30
	8,95	14,95	11,00	10,75	10,45	11,10	11,00	10,90

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.

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	30 sept. 2017	Trimestres clos les			30 sept. 2016	Périodes de neuf mois closes les		Période de
		30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016		30 sept. 2016	30 sept. 2016	12 mois close le 31 déc. 2016
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	159,1	61,0	142,1	187,0	183,8	120,8	111,0	130,1
Production de bitume (kb/j)	193,7	82,4	170,0	219,6	210,1	148,8	128,0	151,1
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	157,1	61,3	140,9	192,6	179,2	118,1	110,6	131,2
Charges d'exploitation décaissées^{1A)} (\$/b)								
Charges décaissées	34,00	89,90	43,25	31,05	26,50	47,70	36,60	34,60
Gaz naturel	1,00	7,90	1,90	1,50	1,15	1,80	1,25	1,35
	35,00	97,80	45,15	32,55	27,65	49,50	37,85	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.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)}	30 sept. 2017	Trimestres clos les			30 sept. 2016	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
		30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016		30 sept. 2017	30 sept. 2016	
Bitume (\$/b)								
Prix moyen obtenu	38,10	37,61	35,03	31,68	26,67	36,94	20,49	23,50
Redevances	(0,50)	(0,69)	(0,54)	(0,33)	(0,39)	(0,57)	(0,20)	(0,23)
Frais de transport	(3,78)	(7,06)	(6,57)	(5,52)	(4,80)	(5,61)	(5,34)	(5,38)
Charges d'exploitation nettes	(8,26)	(14,05)	(9,98)	(9,99)	(10,73)	(10,43)	(11,59)	(11,25)
Revenus d'exploitation nets	25,56	15,81	17,94	15,84	10,75	20,33	3,36	6,64
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)								
Prix moyen obtenu	59,69	64,20	66,38	62,28	56,69	63,42	50,04	53,53
Redevances	(1,03)	(1,19)	(0,59)	2,74	(0,42)	(0,93)	(0,48)	0,50
Frais de transport	(3,65)	(3,72)	(3,98)	(3,98)	(2,96)	(3,78)	(3,67)	(3,76)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(21,66)	(24,14)	(21,01)	(22,56)	(20,69)	(22,22)	(25,87)	(24,87)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(3,28)	(4,15)	(3,58)	(4,31)	(4,34)	(3,65)	(5,86)	(5,38)
Revenus d'exploitation nets	30,07	31,00	37,22	34,17	28,28	32,84	14,16	20,02
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)								
Prix moyen obtenu	53,78	58,18	58,84	54,75	47,75	56,85	40,17	44,23
Redevances	(0,89)	(1,07)	(0,58)	1,99	(0,41)	(0,84)	(0,38)	0,28
Frais de transport	(3,68)	(4,47)	(4,60)	(4,36)	(3,51)	(4,24)	(4,23)	(4,26)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(20,38)	(25,08)	(21,07)	(22,72)	(20,77)	(22,03)	(25,00)	(24,37)
Revenus d'exploitation nets	28,83	27,56	32,59	29,66	23,06	29,74	10,56	15,88
Syncrude (\$/b)								
Prix moyen obtenu	60,68	62,27	66,37	64,28	58,62	63,16	54,42	56,91
Redevances	(3,18)	—	(2,96)	(4,70)	(0,26)	(2,56)	(0,31)	(1,90)
Frais de transport	(0,38)	(1,83)	(0,38)	(0,35)	(0,29)	(0,62)	(0,63)	(0,53)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(31,48)	(90,72)	(39,70)	(29,18)	(25,05)	(44,65)	(33,62)	(32,05)
Revenus d'exploitation nets	25,64	(30,28)	23,33	30,05	33,02	15,33	19,86	22,43

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 (suite)

(non audité)

	30 sept. 2017	Trimestres clos les			30 sept. 2016	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
		30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016		30 sept. 2017	30 sept. 2016	
Exploration et production								
Total des volumes de ventes (kbep/j)	112,6	130,3	136,8	120,5	103,1	126,5	118,9	119,3
Production totale (kbep/j)	111,5	125,5	134,5	118,1	110,6	123,8	118,2	117,9
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	5,8	11,0	14,7	16,7	14,7	10,5	11,0	12,4
Hibernia (kb/j)	26,6	30,0	30,3	30,1	28,2	28,9	25,6	26,8
White Rose (kb/j)	9,0	12,9	13,1	10,9	7,5	11,7	11,0	10,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres)</i> (kbep/j)	1,5	1,8	2,8	2,8	2,7	2,0	2,8	2,8
	42,9	55,7	60,9	60,5	53,1	53,1	50,4	52,9
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	44,3	45,3	49,0	37,5	40,8	46,2	48,9	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	20,5	20,1	20,2	19,0	16,2	20,3	18,5	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	64,8	65,4	69,2	56,5	57,0	66,5	67,4	64,6
Libye (kb/j) ³⁾	3,8	4,4	4,4	1,1	0,5	4,2	0,4	0,4
	68,6	69,8	73,6	57,6	57,5	70,7	67,8	65,0
Revenus nets^{A)}								
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	67,23	66,26	69,75	68,06	61,63	67,81	55,71	59,31
Redevances	(13,01)	(14,05)	(15,94)	(15,07)	(10,93)	(14,47)	(8,81)	(10,64)
Frais de transport	(2,13)	(1,60)	(1,72)	(1,72)	(2,33)	(1,79)	(1,99)	(1,91)
Charges d'exploitation	(14,72)	(10,58)	(9,28)	(9,52)	(13,57)	(11,20)	(13,99)	(12,67)
Revenus d'exploitation nets	37,37	40,03	42,81	41,75	34,80	40,35	30,92	34,09
Royaume-Uni (\$/bep)								
Prix moyen obtenu	62,99	63,46	67,55	62,63	56,96	64,71	51,46	53,91
Frais de transport	(1,77)	(1,88)	(1,81)	(1,62)	(1,69)	(1,82)	(1,90)	(1,84)
Charges d'exploitation	(4,51)	(4,57)	(3,75)	(7,00)	(5,29)	(4,27)	(5,23)	(5,62)
Revenus d'exploitation nets	56,71	57,01	61,99	54,01	49,98	58,62	44,33	46,45

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 (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 sept. 2016	31 déc. 2016	
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	564,5	521,9	508,0	514,8	548,7	531,7	523,7	521,4
Pétrole brut traité (kb/j)	466,8	435,5	429,9	427,3	465,6	444,2	429,0	428,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	101	94	93	93	101	96	93	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	23,80	18,85	22,30	23,00	17,75	21,70	19,40	20,30
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b) ^{A)}	4,50	5,05	5,50	5,45	4,55	5,00	5,00	5,10
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	121,2	114,8	112,8	115,5	119,8	116,3	115,1	115,2
Distillats	92,6	82,9	82,2	79,9	77,8	85,9	75,1	76,3
Total des ventes de carburants de transport	213,8	197,7	195,0	195,4	197,6	202,2	190,2	191,5
Produits pétrochimiques	10,6	12,2	15,5	10,1	7,2	12,8	9,0	9,2
Asphalte	20,6	18,0	12,6	16,8	22,9	17,1	16,7	16,7
Autres	32,4	35,5	34,5	34,4	34,6	34,1	36,4	35,9
Total des ventes de produits raffinés	277,4	263,4	257,6	256,7	262,3	266,2	252,3	253,3
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	213,9	208,6	214,6	204,8	213,5	212,3	202,4	203,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	94	97	92	96	96	91	92
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	136,4	122,0	117,1	125,8	134,6	125,3	130,2	129,1
Distillats	119,9	108,3	110,1	106,8	117,4	112,8	110,8	109,8
Total des ventes de carburants de transport	256,3	230,3	227,2	232,6	252,0	238,1	241,0	238,9
Asphalte	16,0	14,6	9,2	9,7	16,9	13,3	12,4	11,8
Autres	14,8	13,6	14,0	15,8	17,5	14,1	18,0	17,4
Total des ventes de produits raffinés	287,1	258,5	250,4	258,1	286,4	265,5	271,4	268,1
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	252,9	226,9	215,3	222,5	252,1	231,9	226,6	225,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	105	95	90	93	105	97	94	94

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

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

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

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		

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)		

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 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		

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		

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 septembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	406	1 562	1 968	999	—	2 967
Autres produits	3	—	3	—	—	3
Achats de pétrole brut et de produits	(95)	(24)	(119)	(16)	—	(135)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(11)	(19)	(30)	8		
Montant brut réalisé	303	1 519	1 822	991		
Redevances	(5)	(11)	(16)	(4)	—	(20)
Frais de transport	(55)	(90)	(145)	(14)	—	(159)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	11	11	9		
Frais de transport nets	(55)	(79)	(134)	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(145)	(803)	(948)	(474)	2	(1 420)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	24	132	156	50		
Charges d'exploitation nettes	(121)	(671)	(792)	(424)		
Marge brute	122	758	880	558		
Volumes de ventes (kb)	11 368	26 786	38 154	16 906		
Revenus d'exploitation nets par baril	10,75	28,28	23,06	33,02		

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 320	5 567	6 887	2 130	4	9 021
Autres produits	16	—	16	3	6	25
Achats de pétrole brut et de produits	(279)	(61)	(340)	(46)	(4)	(390)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(12)	(53)	(65)	(3)		
Montant brut réalisé	1 045	5 453	6 498	2 084		
Redevances	(15)	(80)	(95)	(85)	—	(180)
Frais de transport	(163)	(325)	(488)	(33)	—	(521)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	4	—	4	13		
Frais de transport nets	(159)	(325)	(484)	(20)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(364)	(2 645)	(3 009)	(1 659)	27	(4 641)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	69	421	490	186		
Charges d'exploitation nettes	(295)	(2 224)	(2 519)	(1 473)		
Marge brute	576	2 824	3 400	506		
Volumes de ventes (kb)	28 346	85 997	114 343	32 974		
Revenus d'exploitation nets par baril	20,33	32,84	29,74	15,33		

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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 059	3 417	4 476	1 690	—	6 166
Autres produits	12	6	18	—	—	18
Achats de pétrole brut et de produits	(370)	(40)	(410)	(37)	—	(447)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(15)	(46)	(61)	2		
Montant brut réalisé	686	3 337	4 023	1 655		
Redevances	(7)	(32)	(39)	(9)	—	(48)
Frais de transport	(178)	(269)	(447)	(42)	—	(489)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	25	25	22		
Frais de transport nets	(178)	(244)	(422)	(20)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(474)	(2 533)	(3 007)	(1 172)	36	(4 143)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	87	415	502	150		
Charges d'exploitation nettes	(387)	(2 118)	(2 505)	(1 022)		
Marge brute	114	943	1 057	604		
Volumes de ventes (kb)	33 448	66 677	100 124	30 409		
Revenus d'exploitation nets par baril	3,36	14,16	10,56	19,86		

Pour l'exercice 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	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		

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)

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

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

	Trimestres clos les				30 sept. 2016	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016		30 sept. 2017	30 sept. 2016	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	525	551	583	577	474	1 659	1 172	1 749
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(13)	(8)	(6)	(17)	(7)	(27)	(22)	(31)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	512	543	577	560	467	1 632	1 150	1 718
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	14 636	5 549	12 788	17 205	16 906	32 973	30 409	47 614
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	35,00	97,80	45,15	32,55	27,65	49,50	37,85	35,95

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

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

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 (kbep)	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 (kbep)	5 954	5 345		
Revenus d'exploitation nets par baril	57,01	40,03		
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 (kbep)	6 228	5 432		
Revenus d'exploitation nets par baril	61,99	42,81		

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 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 (kbep)	5 193	5 495		
Revenus d'exploitation nets par baril	54,01	41,75		

Trimestre clos le 30 septembre 2016	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	300	246	1	547
Redevances	—	(44)	—	(44)
Frais de transport	(9)	(9)	(2)	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(33)	(62)	(12)	(107)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	8		
Montant brut réalisé	262	139		
Volumes de ventes (kbep)	5 247	3 987		
Revenus d'exploitation nets par baril	49,98	34,80		

Période de neuf mois close le 30 septembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 174	996	368	2 538
Redevances	—	(213)	(163)	(376)
Frais de transport	(33)	(26)	(7)	(66)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(91)	(193)	(37)	(321)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	14	29		
Montant brut réalisé	1 064	593		
Volumes de ventes (kbep)	18 146	14 683		
Revenus d'exploitation nets par baril	58,62	40,35		

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 neuf mois close le 30 septembre 2016	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	950	744	8	1 702
Redevances	—	(118)	—	(118)
Frais de transport	(35)	(27)	(3)	(65)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(113)	(216)	(39)	(368)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	16	29		
Montant brut réalisé	818	412		
Volumes de ventes (kbep)	18 460	13 354		
Revenus d'exploitation nets par baril	44,33	30,92		

Exercice clos 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 (kbep)	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 neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016	
	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 sept. 2016		
Marge brute ¹¹⁾	1 520	1 160	1 401	1 580	1 377	4 081	4 233	5 813
Autres produits (pertes)	48	19	19	(10)	13	86	26	16
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(463)	(375)	(495)	(592)	(572)	(1 333)	(1 811)	(2 403)
Marge de raffinage	1 105	804	925	978	818	2 834	2 448	3 426
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	46 491	42 629	41 540	42 510	46 119	130 660	126 288	168 798
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	23,80	18,85	22,30	23,00	17,75	21,70	19,40	20,30
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	481	464	517	586	549	1 462	1 617	2 203
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(272)	(249)	(288)	(355)	(339)	(809)	(988)	(1 343)
Charge d'exploitation de raffinage	209	215	229	231	210	653	629	860
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	46 491	42 629	41 540	42 510	46 119	130 660	126 288	168 798
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	4,50	5,05	5,50	5,45	4,55	5,00	5,00	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 (« E&P ») sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur E&P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. 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.

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétrolifères est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits ajustés qui sont exclus du poste des frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible inférieure aux engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement liés à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 8) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement liés à la production de Syncrude.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye.
- 10) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 11) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 12) Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, aux lubrifiants et à l'éthanol.
- 13) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 14) Reflète les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, aux lubrifiants et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

Notes explicatives

- * Les lecteurs sont avisés que les charges d'exploitation décaissées par baril pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui excluent celles de Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc.

1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



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

suncor.com