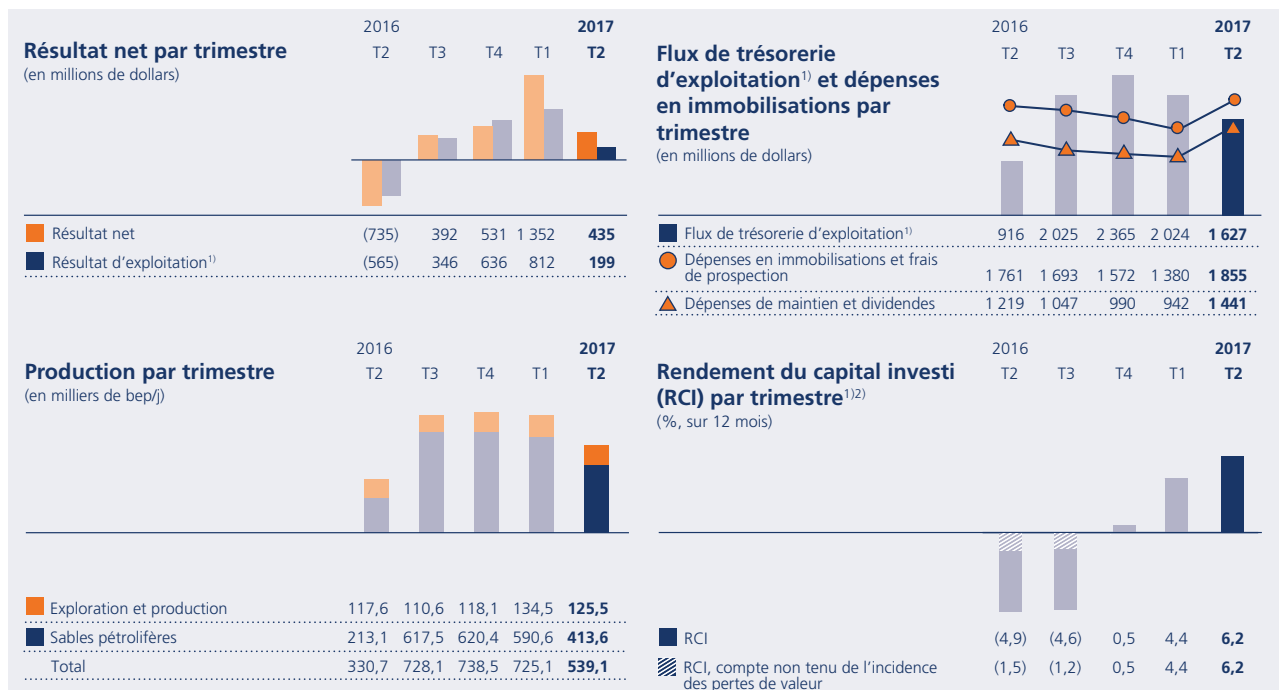


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2017

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens (\$) CA, 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 26 juillet 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.

« Notre modèle intégré et nos efforts soutenus pour réduire les coûts ont favorisé notre performance au deuxième trimestre, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. L'excellent bilan de nos activités extracôtières et de nos activités en aval a contribué à neutraliser l'effet de l'incident survenu à l'installation de Syncrude et des travaux de maintenance majeurs qui ont visé la majorité de nos actifs du secteur Sables pétrolifères, en générant des flux de trésorerie qui ont excédé nos engagements en matière de dépenses en immobilisations de maintien et de dividendes. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,627 G\$ (0,98 \$ 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 1,671 G\$ (1,00 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est chiffré à 199 M\$ (0,12 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, à 435 M\$ (0,26 \$ par action ordinaire).
- La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 413 600 barils par jour (b/j), contre 213 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, lequel avait subi l'incidence majeure des feux de forêt dans la région de Fort McMurray.
- Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 27,80 \$ pour le deuxième trimestre de 2017, reflet d'une production réduite en raison des travaux de maintenance prévus et de l'incidence positive des mesures de réduction des coûts de la Société.
- Le secteur Exploration et production (E&P) a porté sa production à 125 500 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j), comparativement à 117 600 bep/j au deuxième trimestre de 2016.
- Le débit de traitement du brut du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») est passé de 400 200 b/j au deuxième trimestre de 2016 à 435 500 b/j pour le trimestre considéré.
- Le projet Fort Hills est achevé à 90 %, et l'installation de traitement du minerai et les principaux actifs d'extraction primaire ont été mis en exploitation au cours de la période. Les coûts du projet sont conformes aux prévisions, et les premiers barils sont attendus à la fin de 2017. De plus, le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est a été mis en service après la clôture du trimestre; il facilitera les activités de Fort Hills une fois les premiers barils produits à la fin de 2017.
- La plateforme Hebron a été acheminée à son emplacement final au large des côtes et solidement ancrée au plancher océanique au deuxième trimestre de 2017. Les activités de forage se déroulent selon les plans et les premiers barils sont prévus pour la fin de 2017.
- Le projet d'extension ouest de White Rose a été autorisé au deuxième trimestre de 2017. Suncor détient une participation de non-exploitant grâce à une participation directe combinée d'environ 26 %. Les premiers barils sont prévus pour 2022, la quote-part de la production de pétrole à cadence maximale revenant à la Société étant estimée à 20 000 bep/j.



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

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

Résultats financiers

Pour le deuxième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 199 M\$ (0,12 \$ par action ordinaire), comparativement à une perte d'exploitation de 565 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le trimestre a été marqué par une hausse des prix du pétrole brut, par une augmentation de la production des secteurs E&P et R&C ainsi que par l'attention soutenue apportée aux coûts, et ce, dans tous les secteurs. Les résultats de la période considérée ont été touchés par un incident survenu à l'installation de Syncrude à la fin du premier trimestre de 2017 et par les travaux de maintenance prévus pour la majorité des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société. Les résultats du deuxième trimestre de 2016 avaient été touchés par l'interruption de la production en raison des feux de forêt dans la région de Fort McMurray, facteur en partie neutralisé par le profit lié à la méthode du premier entré, premier sorti pour le secteur R&C.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis en hausse, à 1,627 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire), comparativement à 916 M\$ (0,58 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2016 et ont été touchés par les mêmes facteurs que ceux indiqués ci-dessus qui ont contribué au bénéfice d'exploitation.

Le bénéfice net s'est chiffré à 435 M\$ (0,26 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2017, comparativement à une perte nette de 735 M\$ (0,46 \$ par action ordinaire) un an plus tôt. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2017 reflète un profit de change latent après impôt de 278 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, une charge après impôt de 10 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette, déduction faite de profits sur couverture de change réalisés connexes, et une perte hors trésorerie après impôt de 32 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés et des dérivés de change. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 27 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge après impôt de 73 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette et d'une perte hors trésorerie après impôt de 70 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés.

Résultats d'exploitation

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux au deuxième trimestre de 2017 comprennent les coûts liés à la participation directe de 5 % supplémentaire dans Syncrude, acquise au milieu du deuxième trimestre de 2016, et, en 2016, les coûts avaient été évités, en raison de l'interruption des activités attribuable aux feux de forêt dans la région de Fort McMurray. Exception faite de ces deux facteurs, le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux est moins élevé pour le trimestre considéré, car les économies de coûts contrôlables ont plus que compensé une augmentation des coûts d'approvisionnement découlant de la hausse des prix du gaz naturel.

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 539 100 bep/j pour le deuxième trimestre de 2017, comparativement à 330 700 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 352 600 b/j au deuxième trimestre de 2017, contre 177 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation étant surtout attribuable à l'interruption de la production au deuxième trimestre de 2016, en raison des feux de forêt dans la région de Fort McMurray, ainsi qu'aux travaux de révision à l'usine de valorisation 2 pendant la même période. Au deuxième trimestre de 2017, la production a été touchée par la première révision sur cinq ans des installations centrales agrandies de Firebag ainsi que par les travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation et réalisés au cours de la période. En dépit du démarrage plus lent que prévu après les travaux de révision à Firebag, le prolongement de ce cycle de révision sur cinq ans a fourni un avantage global net à la Société, en raison de l'expérience acquise, laquelle sera bénéfique pour les cycles de révision futurs. Les taux de production des activités du secteur Sables pétrolifères sont revenus à la normale vers la fin du trimestre.

Au deuxième trimestre de 2017, les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 27,80 \$, ce qui reflète les importants travaux de maintenance au cours de la période et l'incidence positive des mesures de réduction des coûts mises en place par la Société, comparativement à 46,80 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration sur un an est surtout attribuable à la production accrue et aux économies de coûts contrôlables.

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

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 61 000 b/j au deuxième trimestre de 2017, comparativement à 35 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse est attribuable à l'incidence négative des feux de forêt au deuxième trimestre de 2016 ainsi qu'à la participation directe supplémentaire acquise au milieu du deuxième trimestre de 2016. La production au deuxième trimestre de 2017 a été touchée de façon importante par un incident survenu dans l'installation à la fin du premier trimestre de 2017, par des travaux de maintenance planifiés et par la progression des travaux de maintenance portant sur une unité de cokéfaction, initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2017, qui ont été accélérés pour coïncider avec une interruption non planifiée en vue de maximiser la production annuelle. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont diminué pour s'établir à 97,80 \$ au deuxième trimestre de 2017, comparativement à 113,55 \$ au deuxième trimestre de 2016, les deux périodes ayant subi l'incidence des interruptions de production susmentionnées. Syndrude a effectué les travaux de réparation nécessaires ainsi que la révision prévue des installations de valorisation et s'attend à retrouver des taux d'exploitation normaux d'ici le début d'août, une fois les travaux de maintenance de l'unité de cokéfaction achevés.

« Même si la performance de certains de nos actifs du secteur Sables pétrolifères n'a pas satisfait nos attentes au deuxième trimestre, nous avons pleinement confiance en ces actifs, a affirmé Steve Williams. Nous avons pratiquement terminé des travaux exhaustifs de maintenance du secteur Sables pétrolifères et nous prévoyons une solide performance pour la suite. »

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 125 500 bep/j au deuxième trimestre de 2017, en hausse par rapport à 117 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de travaux de maintenance moins importants à Terra Nova, de la production issue des nouveaux puits à Hibernia ainsi que de la production en Libye, facteurs en partie neutralisés par la déplétion naturelle à Buzzard.

Les prévisions de production pour 2017 demeurent les mêmes, car la production accrue du secteur E&P devrait compenser l'incidence de l'incident survenu dans les installations de Syncrude.

Le solide rendement de l'exploitation a contribué à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries, qui s'est établi à 435 500 b/j, comparativement à 400 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent et a reflété une diminution des travaux de maintenance planifiés et la disponibilité accrue du brut. Le taux d'utilisation moyen des raffineries est passé de 87 % au deuxième trimestre de 2016 à 94 % au deuxième trimestre de 2017. Les résultats du secteur R&C ont également bénéficié d'un excellent volume de ventes au détail au deuxième trimestre de 2017, contribuant ainsi à un record depuis le début du premier semestre de 2017.

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 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.

Le projet Fort Hills est achevé à 90 %, l'installation de traitement du minerai et les principaux actifs d'extraction primaire ont été mis en exploitation au cours de la période. Les activités du trimestre comprennent aussi l'entrée en phase d'achèvement et de mise en service de la centrale de services publics. La construction de l'installation d'extraction secondaire, dernière étape avant que le projet produise ses premiers barils, s'est poursuivie au cours du trimestre, et le projet continue de se dérouler comme prévu pour entrer en production à la fin de 2017. Les dépenses du deuxième trimestre de 2017 ont aussi été axées sur les activités de soutien des travaux préliminaires à l'exécution du plan de mine de Fort Hills et de gestion des résidus après le commencement de la production. Après la fin du trimestre, la Société a mis en service le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est et elle commencera à préparer le terminal pour la réception du bitume de Fort Hills à la fin de 2017.

La Société a continué de progresser dans 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, prévoyant réaliser un produit estimatif d'environ 500 M\$, et elle s'attend à ce que la clôture de l'arrangement ait lieu au deuxième semestre de 2017.

Le projet Hebron a franchi une étape importante au deuxième trimestre de 2017, la plateforme ayant été acheminée au site extracôtier final et solidement fixée au plancher océanique. Les activités de forage à Hebron se déroulent comme prévu et les premiers barils sont toujours attendus à la fin de 2017. Les activités du secteur E&P au deuxième trimestre comprenaient également les activités de forage de développement continu à Hibernia et White Rose et les travaux de mise en valeur visant le projet Oda en Norvège.

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

« Fort Hills et Hebron sont en voie de fournir une première production, comme prévu, à la fin de 2017, et les deux projets ont franchi d'importantes étapes, a déclaré Steve Williams. La mise en service préliminaire de plusieurs actifs clés à Fort Hills a commencé et la plateforme Hebron a été acheminée et installée avec succès au site final, où les activités de forage se déroulent comme prévu. »

Le projet d'extension ouest de White Rose a été approuvé au cours du deuxième trimestre de 2017. Suncor détient une participation de non-exploitant et une participation directe combinée d'environ 26 %. Les premiers barils sont prévus pour 2022, et la quote-part de la production à cadence maximale revenant à la Société est estimée à 20 000 bep/j.

Les dépenses de maintien de Syncrude au deuxième trimestre de 2017 ont été essentiellement affectées aux travaux de révision planifiés de l'unité de valorisation, aux travaux de maintenance complexes à l'unité de cokéfaction initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2017 et aux réparations liées à l'incident survenu dans une installation au premier trimestre de 2017. La Société s'attend à recevoir un produit d'assurance qui compensera une partie importante des dépenses liées à l'incident en question.

Au deuxième trimestre de 2017, la Société 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. Au deuxième trimestre de 2017, le réseau logistique de Suncor a continué de traiter les volumes de production de pétrole brut peu sulfureux intermédiaire de Syncrude afin de faciliter la gestion des stocks et permettre à certains actifs de Syncrude de fonctionner à des taux moindres pour éviter une interruption complète suivie d'un redémarrage après l'incident.

Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, qui a débuté au deuxième trimestre de 2017, la Société a racheté, aux fins d'annulation, pour 296 M\$ de ses actions.

Au cours du deuxième trimestre de 2017, Suncor a remboursé une tranche de 1,250 G\$ US des billets à 6,10 % dont l'échéance initiale était le 1^{er} juin 2018, afin de réduire ses coûts de financement et de se doter d'une souplesse financière continue.

Rapprochement du résultat d'exploitation ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Résultat net	435	(735)	1 787	(478)
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(278)	27	(381)	(858)
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises ²⁾	32	70	32	160
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	10	73	10	73
Profit sur cessions importantes ⁴⁾	—	—	(437)	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS ⁵⁾	—	—	—	38
Bénéfice (perte) d'exploitation ¹⁾	199	(565)	1 011	(1 065)

- 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) 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) Charges liées au remboursement anticipé de la dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 4) 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.
- 5) 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 revu ses prévisions de production, de dépenses en immobilisations et autres informations pour l'exercice 2017, publiées le 26 avril 2017. Les prévisions pour l'exercice au complet concernant la production de Syncrude sont passées d'une fourchette de 135 000 b/j à 150 000 b/j à une fourchette de 130 000 b/j à 145 000 b/j et les prévisions pour l'exercice au complet concernant les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont passées d'une fourchette de 36,00 \$/b à 39,00 \$/b à une fourchette de 42,00 \$/b à 45,00 \$/b, ce qui reflète la reprise des activités après l'incident qui est survenu à l'installation vers la fin du premier trimestre de 2017. De plus, les prévisions pour l'exercice au complet concernant la production du secteur E&P sont passées d'une fourchette de 110 000 bep/j à 120 000 bep/j à une fourchette de 115 000 bep/j à 125 000 bep/j en raison d'une meilleure performance des actifs, ce qui n'a donné lieu à aucun changement de la fourchette prévisionnelle pour la production totale de Suncor pour l'exercice complet.

De plus, la fourchette prévisionnelle pour l'exercice complet en ce qui concerne les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères a été révisée, passant de 24,00 \$/b – 27,00 \$/b à une fourchette de 23,00 \$/b – 26,00 \$/b pour refléter la baisse du prix du gaz naturel et des coûts de maintenance.

La fourchette prévisionnelle révisée pour l'exercice complet concernant les dépenses en immobilisations de 4,8 G\$ à 5,2 G\$ a été augmentée de 5,4 G\$ à 5,6 G\$ pour refléter la possibilité d'accélérer les travaux à Fort Hills ainsi que les coûts accrus à Syncrude liés à l'incident survenu à la fin du premier trimestre de 2017 et aux travaux de révision pour 2017. Les coûts du projet sont conformes aux prévisions, les premiers barils de pétroles étant attendus à la fin de 2017.

Les hypothèses sous-tendant les prévisions pour l'exercice au complet ont également été ajustées comme suit : impôt sur le résultat exigible passant d'une fourchette de 500 M\$ à 800 M\$ à une fourchette de 600 M\$ à 900 M\$; Brent Sollum Voe passant de 53,00 \$ US/b à 49,00 \$ US/b; WTI, Cushing passant de 52,00 \$ US/b à 47,00 \$ US/b; WCS à Hardisty passant de 38,00 \$ US/b à 35,00 \$ US/b; Port de New York, marge de craquage 3-2-1 passant de 13,50 \$ US/b à 14,50 \$ US/b; et prix au comptant AECO passant de 3,00 \$/Gj à 2,50 \$/Gj. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2017, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 26 juillet 2017

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 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 le semestre clos le 30 juin 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 sur www.sedar.com, sur www.sec.gov et sur notre site Web, www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Table des matières

1. Mises en garde	6
2. Faits saillants du deuxième trimestre	8
3. Information financière consolidée	10
4. Résultats sectoriels et analyse	15
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	29
6. Situation financière et situation de trésorerie	31
7. Données financières trimestrielles	35
8. Autres éléments	37
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	38
10. Abréviations courantes	45
11. Énoncés prospectifs	46

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

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

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

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 DEUXIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du deuxième trimestre.**

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 435 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte nette de 735 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du deuxième 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 278 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge après impôt de 10 M\$ découlant du remboursement anticipé d'une dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes, et d'une perte hors trésorerie après impôt de 32 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés et les dérivés de change. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 27 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge après impôt de 73 M\$ découlant du remboursement anticipé d'une dette et d'une perte hors trésorerie après impôt de 70 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés.
- Pour le deuxième trimestre de 2017, la Société a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 199 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 565 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à une hausse de la production du secteur Sables pétrolifères, qui s'explique par les répercussions des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray sur la production du deuxième trimestre de 2016, à l'augmentation du prix du pétrole brut, à l'accroissement de la production des secteurs Exploration et production (« E&P ») et Raffinage et commercialisation (« R&C ») et aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre dans l'ensemble des secteurs, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la comptabilisation d'une perte liée à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») comparativement à un profit lié à la méthode PEPS au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation du deuxième trimestre de 2017 reflète l'incidence d'un incident survenu à une installation de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017 ainsi que les travaux de maintenance planifiés à l'égard de la majeure partie des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,627 G\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 916 M\$ au deuxième trimestre de 2016, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 1,671 G\$ pour le deuxième trimestre de 2017, contre 862 M\$ pour le deuxième trimestre de 2016.
- **Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour s'établir à 435 500 b/j, contre 400 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Cette hausse est attribuable à l'excellente fiabilité, à la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés et à la plus grande disponibilité du brut.
- **La production du secteur E&P s'est accrue pour s'établir à 125 500 bep/j, en comparaison de 117 600 bep/j au deuxième trimestre de 2016.** La déplétion naturelle à Buzzard a été partiellement compensée par la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés à Terra Nova, la production des nouveaux puits à Hibernia et par la production provenant de la Libye.
- **La production totale du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 413 600 b/j, en comparaison de 213 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** La production de la période écoulée reflète l'incidence d'un incident survenu à une installation de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017 et des travaux de maintenance planifiés à l'égard de la majeure partie des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, tandis que la production avait été interrompue au cours du deuxième trimestre de 2016 en raison des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray. L'acquisition d'une participation directe de 5 % dans Syncrude au deuxième trimestre de 2016 a également contribué à la hausse de la production globale du secteur Sables pétrolifères.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) 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.

- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 27,80 \$ b/j pour le trimestre, en baisse par rapport à 46,80 \$ b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Cette amélioration s'explique surtout par l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt survenus au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères de la période écoulée reflètent les travaux de maintenance planifiés d'envergure, qui ont été partiellement contrebalancés par la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts.
- **Le projet Fort Hills est maintenant achevé à hauteur de 90 %, l'installation de traitement du minerai et les principaux actifs liés à l'extraction ayant été déclarés prêts pour l'exploitation durant la période.** De plus, le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est a été mis en service après la clôture du trimestre. Ce projet soutiendra l'exploitation de Fort Hills après que les premiers barils auront été produits à la fin de 2017.
- **À Hebron, la plateforme a été remorquée avec succès jusqu'à son emplacement final au large des côtes et ancrée de manière sécuritaire au plancher océanique.** Les activités de forage se déroulent selon l'échéancier prévu et les premiers barils de pétrole sont toujours attendus à la fin de 2017.
- **Les dépenses liées au projet d'extension ouest de White Rose ont été autorisées au deuxième trimestre de 2017.** Suncor est un partenaire non exploitant qui détient une participation directe combinée d'environ 26 % et dont la quote-part de la production de pétrole, à pleine cadence, devrait s'établir à 20 000 bep/j. Les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022.
- **Suncor a remboursé des billets à 6,10 % totalisant 1,250 G\$ US qui devaient initialement arriver à échéance le 1^{er} juin 2018.** La diminution de l'encours de la dette devrait réduire les charges financières et procurer une souplesse financière continue.
- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 533 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 296 M\$ de ses actions en circulation au cours du deuxième trimestre de 2017.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Résultat net				
Sables pétrolifères	(277)	(1 063)	25	(1 587)
Exploration et production	182	26	354	(8)
Raffinage et commercialisation	346	689	1 175	930
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	184	(387)	233	187
Total	435	(735)	1 787	(478)
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	(277)	(1 063)	25	(1 587)
Exploration et production	182	26	354	(8)
Raffinage et commercialisation	346	689	821	930
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(52)	(217)	(189)	(400)
Total	199	(565)	1 011	(1 065)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	573	(202)	1 682	61
Exploration et production	438	302	919	563
Raffinage et commercialisation	504	885	1 079	1 289
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	112	(69)	(29)	(315)
Total	1 627	916	3 651	1 598
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	894	752	1 293	1 223
Croissance	765	869	1 572	1 813
Total	1 659	1 621	2 865	3 036

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	186	(303)	3 621	99

1) Mesure financière 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	413,6	213,1	501,6	389,4
Exploration et production (kbep/j)	125,5	117,6	130,0	121,6
Total (kbep/b)	539,1	330,7	631,6	511,0
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	94	87	94	89
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	435,5	400,2	432,7	410,5

Résultat net

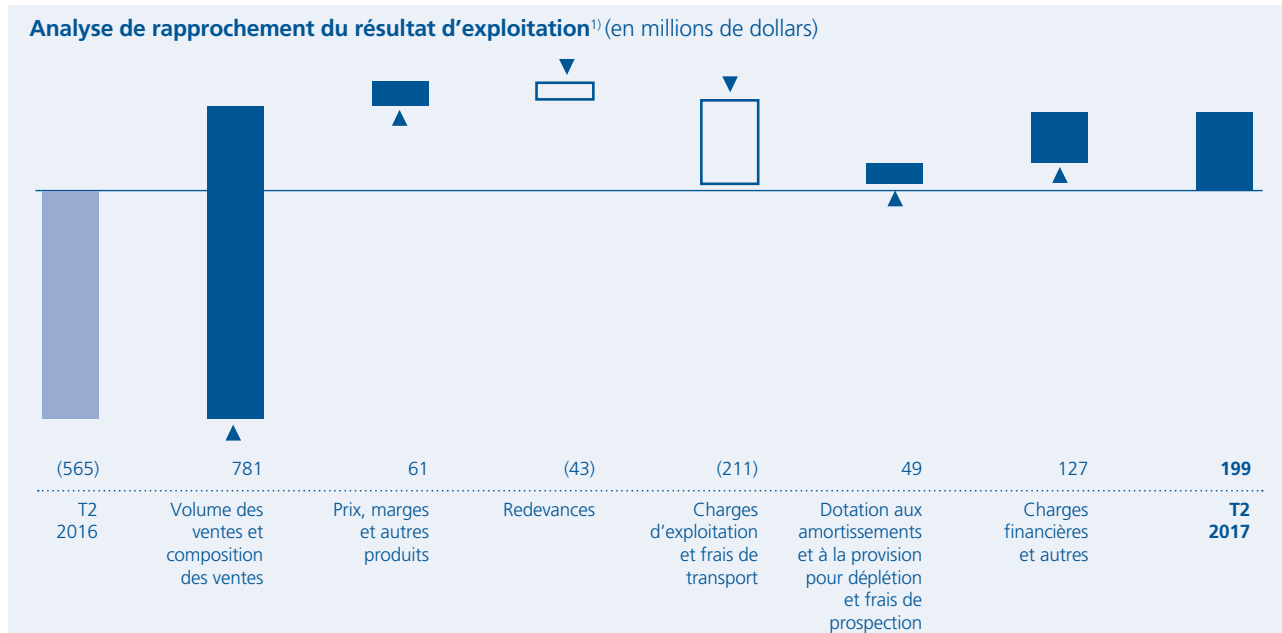
La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 435 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte nette de 735 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat 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 à long terme libellée en dollars américains a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 278 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 27 M\$ pour le deuxième trimestre de 2016.
- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte hors trésorerie après impôt de 32 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés et les dérivés de change en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme et des variations des taux de change; au deuxième trimestre de 2016, elle avait comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 70 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt différés en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme.
- La Société a comptabilisé une charge après impôt de 10 M\$ dans le secteur Siège social par suite du paiement anticipé d'une dette au deuxième trimestre de 2017, ce qui comprenait des profits réalisés sur des couvertures de change connexes de 54 M\$ après impôt; la charge après impôt liée au remboursement anticipé d'une dette s'est établie à 73 M\$ au deuxième trimestre de 2016.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Résultat net	435	(735)	1 787	(478)
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(278)	27	(381)	(858)
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ²⁾	32	70	32	160
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	10	73	10	73
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	—	(437)	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS ⁵⁾	—	—	—	38
Résultat d'exploitation¹⁾	199	(565)	1 011	(1 065)

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Perte hors trésorerie 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 dans le secteur Siège social.
- 3) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 4) 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 par suite de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.
- 5) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») dans le secteur Siège social.



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

Pour le deuxième trimestre de 2017, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 199 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 565 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à une hausse de la production du secteur Sables pétrolifères, à l'augmentation du prix du pétrole brut et à la hausse de la production des secteurs E&P et R&C, partiellement contrebalancées par la comptabilisation d'une perte liée à

la méthode PEPS, en comparaison d'un profit lié à la méthode PEPS au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par les répercussions sur la production qu'ont eues l'incident survenu à une installation de Syncrude et les travaux de maintenance planifiés d'envergure exécutés à l'égard de la majeure partie des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société. Le résultat d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent s'était fortement ressenti de l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray.

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,011 G\$ pour le premier semestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,065 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, à l'accroissement de la production en amont et à la hausse du débit de traitement du secteur R&C, en partie contrebalancés par le profit moins élevé lié à la méthode PEPS pour la période écoulée.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Sables pétrolifères	6	11	21	33
Exploration et production	1	1	3	3
Raffinage et commercialisation	3	6	12	22
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	9	11	55	73
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	19	29	91	131

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a diminué pour s'établir à 19 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 29 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une plus forte baisse du cours de l'action au deuxième 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		Moyenne des semestres clos les	
		2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	48,30	45,60	50,05	39,55
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	49,85	45,60	51,80	39,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	5,80	7,65	7,40	8,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	62,30	55,80	63,25	45,15
WCS à Hardisty	\$ US/b	37,20	32,30	37,25	25,80
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	11,10	13,30	12,80	13,75
Condensat à Edmonton	\$ US/b	48,45	44,10	50,30	39,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,80	1,40	2,75	1,60
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	19,30	14,90	20,85	16,50
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,35	16,10	14,45	13,95
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,40	16,65	12,80	12,90
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,25	19,30	19,85	16,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,80	14,85	15,40	12,95
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,74	0,78	0,75	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,77	0,77	0,77

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 deuxième 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 45,60 \$ US/b au deuxième trimestre de 2016 à 48,30 \$ US/b, ainsi que l'écart favorable entre le pétrole brut synthétique et le WTI. Suncor produit du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour atteindre 62,30 \$/b, alors qu'il était de 55,80 \$/b au deuxième trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 37,20 \$ US/b, alors qu'il était de 32,30 \$ US/b au deuxième 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 49,85 \$ US/b au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 45,60 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,80 \$ le kpi³ au deuxième trimestre de 2017, en hausse comparativement à 1,40 \$ 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 19,30 \$/MWh au deuxième trimestre de 2017, comparativement à 14,90 \$/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 deuxième trimestre de 2017, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change ayant diminué pour s'établir à 0,74 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,78 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au deuxième trimestre de 2017 par rapport à ceux obtenus au deuxième trimestre de 2016.

Suncor détient également des actifs et des passifs, notamment environ 70 % 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.

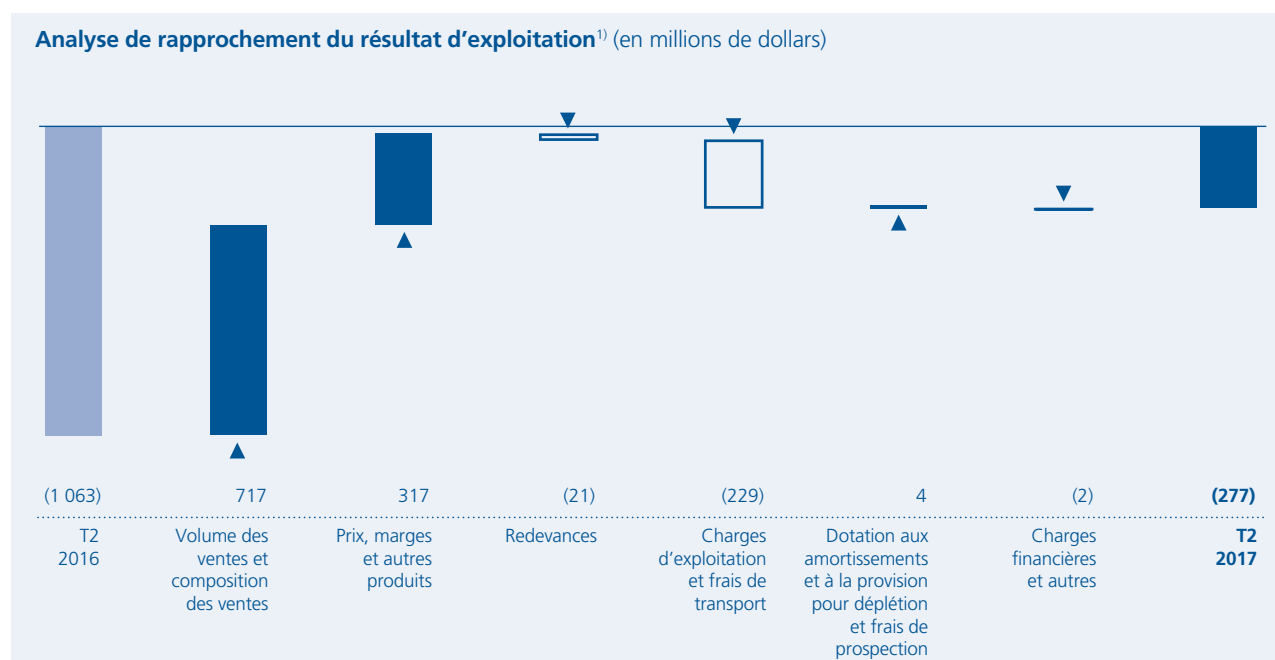
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Produits bruts	2 498	1 160	5 788	3 199
Moins les redevances	(37)	(9)	(98)	(28)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 461	1 151	5 690	3 171
Résultat net	(277)	(1 063)	25	(1 587)
Résultat d'exploitation ¹⁾	(277)	(1 063)	25	(1 587)
<i>Sables pétrolifères</i>	37	(797)	330	(1 314)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(314)	(266)	(305)	(273)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ¹⁾	573	(202)	1 682	61

1) Mesure financière 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 37 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 797 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est attribuable à la hausse de la production de pétrole brut et à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut qui a découlé de la hausse des cours de référence, partiellement contrebalancées par le fait que des charges d'exploitation avaient été évitées durant l'interruption des activités au deuxième trimestre de 2016 et par la hausse des coûts du gaz naturel enregistrée au deuxième trimestre de 2017.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 314 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 266 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent,

l'accroissement de la production de pétrole brut et la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut ayant été plus que neutralisés par les répercussions de l'augmentation des coûts de réparation qui a découlé de l'incident survenu à l'installation de Mildred Lake de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017, par le fait que des charges d'exploitation avaient été évitées durant l'interruption des activités au deuxième trimestre de 2016 et par la hausse des coûts du gaz naturel enregistrée au deuxième trimestre de 2017.

Le résultat d'exploitation du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères et celui du secteur Sables pétrolifères se sont tous deux grandement ressentis de l'interruption de la production qu'ont entraînée les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	288,6	86,4	310,6	204,3
Bitume non valorisé	64,0	91,1	89,7	110,9
Sables pétrolifères	352,6	177,5	400,3	315,2
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	61,0	35,6	101,3	74,2
Total	413,6	213,1	501,6	389,4

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor. Le pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. 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 352 600 b/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 177 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par la perte de production qu'avaient entraînée les feux de forêt dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de l'exercice précédent. La production du deuxième trimestre de 2017 reflète les répercussions des travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation menés à bien au cours de la période, de même que l'incidence de travaux de révision planifiés à Firebag. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 83 % au deuxième trimestre de 2017, contre 25 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production du secteur Sables pétrolifères avait retrouvé une cadence d'exploitation normale à la fin du trimestre.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	104,4	29,0	114,6	80,6
Diesel	29,6	3,4	29,9	14,1
Pétrole brut synthétique sulfureux	160,1	76,3	169,8	124,5
Produits valorisés	294,1	108,7	314,3	219,2
Bitume non valorisé	86,0	108,1	95,4	121,3
Sables pétrolifères	380,1	216,8	409,7	340,5
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	61,0	35,6	101,3	74,2
Total	441,1	252,4	511,0	414,7

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 380 100 b/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 216 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs qui sont mentionnés ci-dessus.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 61 000 b/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 35 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016 et par la participation directe supplémentaire de 5 % qui avait été acquise au milieu du deuxième trimestre de 2016, partiellement contrebalancées par l'incident survenu à une installation vers la fin du premier trimestre de 2017 et par les travaux de révision planifiés des installations de valorisation exécutés au deuxième trimestre de 2017. Le taux de fiabilité des installations de valorisation de Syncrude s'est établi à 33 % au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 25 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	293,1	66,8	298,2	185,4
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	448,3	106,1	458,7	277,7
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,65	0,63	0,65	0,67
Production in situ				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	110,9	121,8	156,6	160,4
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	30,0	13,1	32,8	25,0
Total de la production de bitume in situ (kb/j)	140,9	134,9	189,4	185,4
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	434,0	201,7	487,6	370,8
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,6	2,6	2,6	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,2	3,2	3,1	3,0

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au deuxième trimestre de 2017 pour s'établir à 434 000 b/j, en comparaison de 201 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'interruption de la production qui avait eu lieu au deuxième trimestre de 2016 en raison des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray. La production du deuxième trimestre de 2017 reflète les répercussions des travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation qui ont été exécutés durant la période, de même que l'incidence des premiers travaux de révision sur cinq ans des nouvelles installations centrales de Firebag et des travaux de maintenance non planifiés menés à MacKay River.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	60,48	47,51	61,50	41,44
Bitume	30,55	18,21	29,41	11,67
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	53,71	32,90	53,99	30,83
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(11,56)	(25,56)	(12,74)	(21,90)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères				
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	60,44	57,64	64,31	51,02
Syncrude, par rapport au WTI	(4,83)	(0,82)	(2,42)	(1,71)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 53,71 \$/b au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 32,90 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des cours de référence du WTI, de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique et du pétrole brut lourd et de la plus grande proportion de pétrole brut synthétique produit au deuxième trimestre de 2017.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 60,44 \$/b au deuxième trimestre de 2017, comparativement à 57,64 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI et par l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancées par la vente de produits de pétrole brut sulfureux intermédiaires visant à maintenir des taux de production minimaux et à éviter une fermeture suivi d'un redémarrage à la suite de l'incident survenu à l'installation.

Redevances

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

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au deuxième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des coûts qui avaient été évités au deuxième trimestre de 2016 dans le secteur Sables pétrolifères et à Syncrude durant l'interruption des activités, des coûts de réparation plus élevés qui ont été engagés à Syncrude par suite de l'incident survenu à une installation vers la fin du premier trimestre de 2017, de l'augmentation du prix du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel et de la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise au deuxième trimestre de 2016. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des mesures de réduction des coûts dans le secteur Sables pétrolifères mises en œuvre par Suncor. 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 du secteur Sables pétrolifères.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection du deuxième trimestre de 2017 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2016, l'augmentation de la participation directe dans Syncrude ayant été plus que contrebalancée par la diminution des amortissements attribuable à la réduction du coût de base des actifs du secteur Sables pétrolifères et par la baisse des frais de prospection.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 575	1 288	3 128	2 723
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(551)	(364)	(1 134)	(698)
Coûts non liés à la production ²⁾	(11)	(32)	(32)	(65)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(73)	(50)	(122)	(81)
Variations des stocks	(47)	(87)	(36)	(125)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères	893	755	1 804	1 754
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	27,80	46,80	24,90	30,60
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	551	364	1 134	698
Coûts non liés à la production ²⁾	(8)	3	(14)	(9)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude	543	367	1 120	689
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude (\$/b)	97,80	113,55	61,05	51,20

1) Mesure financière 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 monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué au deuxième trimestre de 2017 pour s'établir à 27,80 \$, en comparaison de 46,80 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse de la production, laquelle s'explique par l'interruption de la production qu'avaient entraînée les feux de forêt au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, passant de 755 M\$ au deuxième trimestre de 2016 à 893 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en raison des coûts moins élevés qui avaient été engagés au deuxième trimestre de 2016 du fait que certaines charges d'exploitation avaient été évitées durant l'interruption de la production. Les coûts du deuxième trimestre de 2017 reflètent l'incidence continue des mesures de réduction des coûts de la Société.

Au deuxième trimestre de 2017, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et du fait que les coûts non liés à la production du deuxième trimestre de 2016 incluaient une charge liée à la résiliation anticipée d'un contrat d'exploitation conclu avec un tiers.

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

Les variations des stocks au deuxième trimestre de 2017 reflètent un prélèvement moins important sur les stocks qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le prélèvement plus important sur les stocks qui avait découlé de l'interruption de la production au deuxième trimestre de 2016.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 97,80 \$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 113,55 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait que l'interruption de la production occasionnée par les feux de forêt en 2016 avait eu une plus grande incidence sur la production que la combinaison de l'incident survenu à une installation et des travaux de maintenance d'envergure au deuxième trimestre de 2017.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté, passant de 367 M\$ au deuxième trimestre de 2016 à 543 M\$, en raison des coûts de réparation liés à l'incident survenu à une installation vers la fin du premier trimestre de 2017, des coûts qui avaient été évités au deuxième trimestre de 2016 durant l'interruption de la production, de la participation directe supplémentaire dans Syncrude acquise au deuxième trimestre de 2016 et de l'augmentation des prix du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel.

Résultats du premier semestre de 2017

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 25 M\$ pour le premier semestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,587 G\$ pour la période correspondante de 2016. Le résultat d'exploitation s'est amélioré par suite de la hausse de la production qui a été enregistrée en raison des feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016, de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et de la diminution des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères qui a découlé de la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts de la Société. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des travaux de maintenance d'envergure exécutés à l'égard de la majeure partie des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, par l'incident survenu à une installation de Syncrude, par l'augmentation des charges d'exploitation et de maintenance engagées à Syncrude et par la hausse des coûts du gaz naturel qui a découlé de l'augmentation des prix de référence du gaz naturel et de la consommation de gaz naturel.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,682 G\$ au premier semestre de 2017, en comparaison de 61 M\$ au premier semestre 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 24,90 \$ pour le premier semestre de 2017, en baisse par rapport à 30,60 \$ en moyenne pour le premier semestre de 2016. Cette diminution est en grande partie attribuable à la hausse de la production qui a été enregistrée en raison des répercussions qu'avaient eues les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au cours de la période correspondante de l'exercice précédent ainsi qu'aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, partiellement contrebalancées 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 61,05 \$ pour le premier semestre de 2017, en hausse par rapport à 51,20 \$ en moyenne pour le premier semestre 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'avaient eues les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016.

Travaux de maintenance planifiés

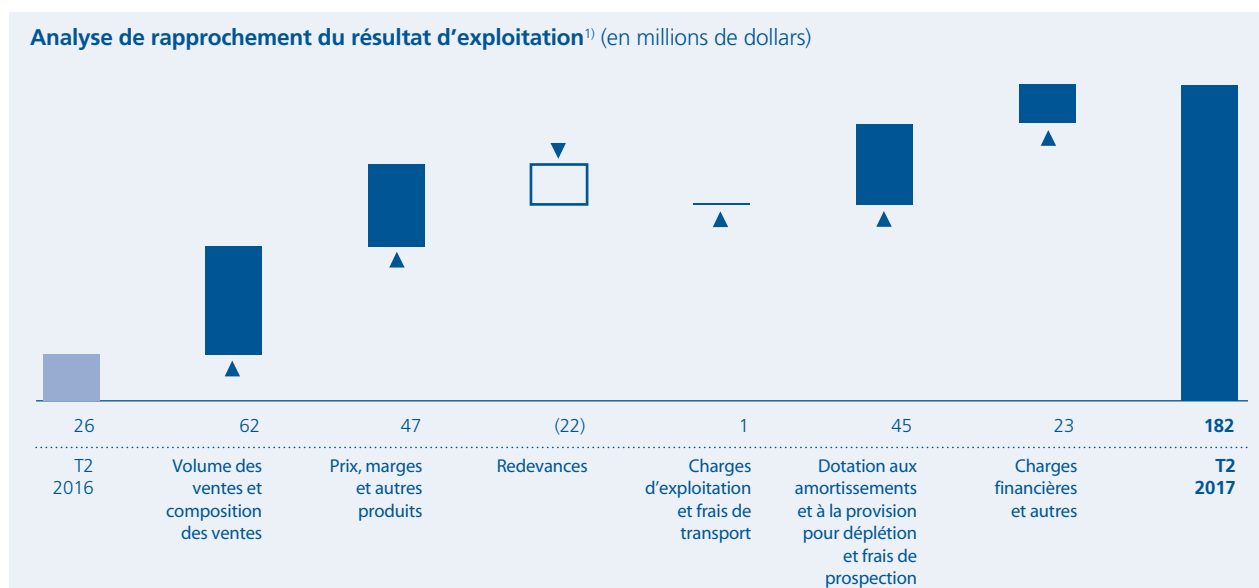
La Société prévoit entamer des travaux de maintenance de l'usine de valorisation 1 au troisième trimestre de 2017. L'incidence prévue de ces travaux a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2017.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Produits bruts	852	624	1 772	1 155
Moins les redevances	(121)	(45)	(244)	(74)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	731	579	1 528	1 081
Résultat net	182	26	354	(8)
Résultat d'exploitation ¹⁾	182	26	354	(8)
<i>E&P Canada</i>	43	40	60	21
<i>E&P International</i>	139	(14)	294	(29)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	438	302	919	563

1) Mesure financière 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 43 M\$, en hausse comparativement à celui de 40 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production et de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancés par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des redevances qui a découlé de la hausse de la production et par le fait que le bénéfice d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un produit d'assurance lié à des dommages causés à des biens à Terra Nova.

Le secteur E&P International a inscrit un bénéfice d'exploitation de 139 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 14 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, laquelle tenait compte d'une perte de valeur liée au gisement Beta en Norvège. L'amélioration du résultat d'exploitation au deuxième trimestre de 2017 est également attribuable à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la production en Libye, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production à Buzzard.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	11,0	5,4	12,9	9,0
Hibernia (kb/j)	30,0	24,6	30,1	24,4
White Rose (kb/j)	12,9	11,7	13,0	12,7
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	1,8	2,7	2,3	2,9
	55,7	44,4	58,3	49,0
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	45,3	52,7	47,1	53,0
Golden Eagle (kbep/j)	20,1	20,5	20,2	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	65,4	73,2	67,3	72,6
Libye (kb/j)	4,4	—	4,4	—
	69,8	73,2	71,7	72,6
Production totale (kbep/j)	125,5	117,6	130,0	121,6
Composition (liquides/gaz) (%)	97/3	98/2	97/3	98/2

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 55 700 bep/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 44 400 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés exécutés à Terra Nova au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et par la hausse de la production à Hibernia en raison des nouveaux puits qui sont entrés en service après le deuxième trimestre de 2016.

La production du secteur E&P International s'est établie en moyenne à 69 800 bep/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 73 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production provenant de la Libye ayant compensé en partie la déplétion naturelle à Buzzard.

Prix obtenus

Dédution faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	64,65	60,30	66,34	51,35
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	2,62	1,14	2,55	1,26
E&P International (\$/bep)	61,81	53,43	63,86	47,30

Les prix obtenus pour la production de pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au deuxième 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 et des taux de change favorables.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2017 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse de la production du secteur E&P Canada et de l'augmentation des prix du pétrole brut.

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 partiellement contrebalancées par l'intensification des activités en Libye.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué au deuxième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des taux de déplétion à Buzzard et de l'absence de pertes de valeur au cours du trimestre écoulé, partiellement contrebalancées par la hausse de la production sur la côte Est du Canada. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du deuxième trimestre de 2016 tenait compte d'une perte de valeur liée au gisement Beta en Norvège.

Résultats du premier semestre de 2017

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 354 M\$ pour le premier semestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 8 M\$ pour le premier semestre 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 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 et par les coûts supplémentaires liés aux travaux de forage effectués dans le bassin Shelburne au large de la côte Est du Canada, qui ont essentiellement été exécutés vers la fin de 2016.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 919 M\$ pour le premier semestre de 2017, en comparaison de 563 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

Des travaux de maintenance planifiés d'une durée de trois semaines devraient être entrepris à Terra Nova au troisième trimestre de 2017. Les prévisions de la Société pour 2017 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

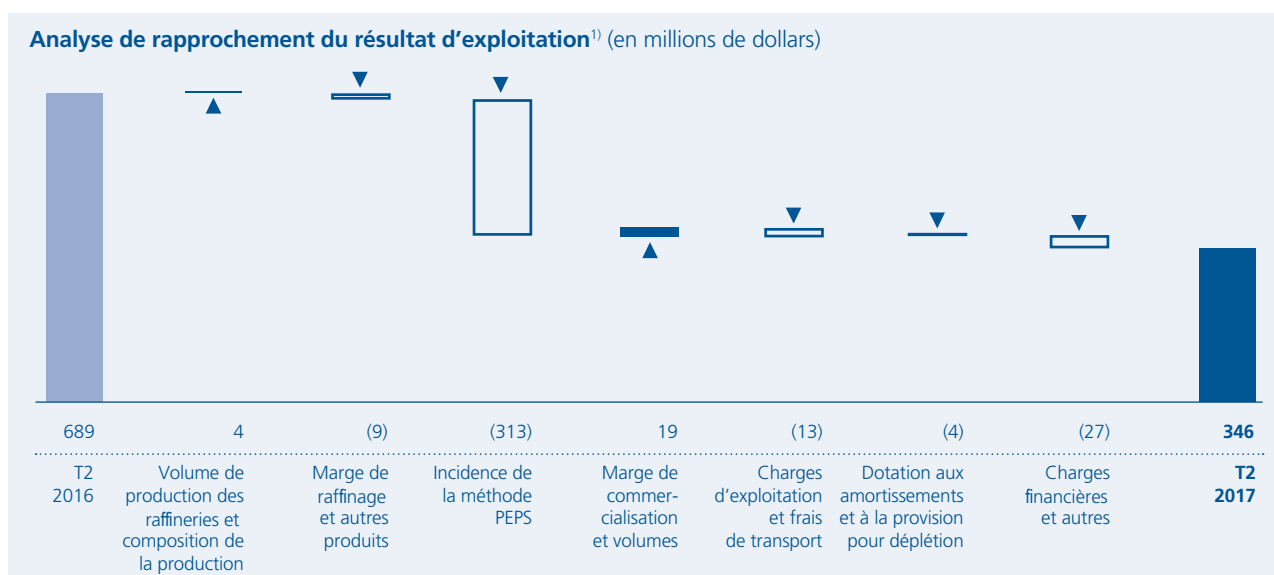
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Produits d'exploitation	4 744	4 590	9 397	8 181
Résultat net	346	689	1 175	930
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante ¹⁾	—	—	(354)	—
Résultat d'exploitation ²⁾	346	689	821	930
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	262	581	656	756
<i>Activités de commercialisation</i>	84	108	165	174
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	504	885	1 079	1 289

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 346 M\$, en baisse comparativement à 689 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 384 M\$, contre 413 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et il s'est amélioré si l'on ne tient pas compte de l'incidence de la cession des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017.

Le secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 262 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 581 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est principalement

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

attribuable à la comptabilisation d'une perte liée à la méthode PEPS de 38 M\$, en comparaison d'un profit lié à la méthode PEPS de 275 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence de 313 M\$ d'un trimestre à l'autre. De plus, l'amélioration des marges de craquage de référence et des écarts liés à l'emplacement des produits a été plus que neutralisée par le rétrécissement des écarts de prix du brut.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 84 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017, tandis qu'il s'était chiffré à 108 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tenait compte d'un montant de 38 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 s'est amélioré en raison de l'augmentation des marges enregistrée dans le réseau de ventes en gros et le réseau de ventes au détail, ainsi qu'en raison des importants volumes de ventes au détail et de ventes en gros.

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 45 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 72 M\$ au deuxième trimestre de 2016. L'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants a été prise en compte au poste « Charges de financement et autres produits » de l'analyse de rapprochement présentée ci-dessus.

Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	208,6	181,7	211,6	196,9
Ouest de l'Amérique du Nord	226,9	218,5	221,1	213,6
Total	435,5	400,2	432,7	410,5
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	94	82	95	89
Ouest de l'Amérique du Nord	95	91	92	89
Total	94	87	94	89
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	236,8	251,3	233,4	240,6
Distillat	191,2	190,0	191,7	181,1
Autres	93,9	91,2	89,9	89,3
Total	521,9	532,5	515,0	511,0
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	18,85	21,65	20,55	20,35
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	5,05	5,40	5,25	5,25

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) Mesure financière 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 s'est amélioré pour s'établir à 435 500 b/j au deuxième trimestre de 2017, contre 400 200 b/j au deuxième trimestre de 2016. Dans l'est de l'Amérique du Nord, le volume moyen de pétrole brut traité a augmenté au deuxième trimestre de 2017 pour s'établir à 208 600 b/j au deuxième trimestre de 2017, contre 181 700 b/j pour la période correspondante de 2016, en raison de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés aux raffineries de Sarnia et de Montréal au deuxième trimestre de 2017, conjuguée à la plus grande disponibilité du brut. Le volume moyen de pétrole brut traité dans l'ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 226 900 b/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 218 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à la diminution des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City et à la plus grande disponibilité du brut.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 521 900 b/j au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 532 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse des volumes dans le réseau de ventes en gros et le réseau de ventes au détail ayant été plus que neutralisée par la diminution des achats d'essence de tiers aux fins de revente.

Prix et marges

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

- Au deuxième 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 38 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une hausse du résultat d'exploitation de 275 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, par suite d'une augmentation du prix du pétrole brut.
- Une amélioration des marges de craquage de raffinage de référence et des écarts liés à l'emplacement des produits, qui a été plus que neutralisée par un rétrécissement des écarts de prix du brut.

Les marges de commercialisation du deuxième trimestre de 2017, compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, ont été supérieures aux marges du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des volumes de ventes et des marges enregistrée dans le réseau de ventes en gros et le réseau de ventes au détail.

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 deuxième trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la diminution des charges d'exploitation des raffineries ayant été plus neutralisée par la hausse du prix de l'énergie et par l'augmentation des frais de vente variables qui a découlé de l'accroissement des volumes de ventes au détail.

Les charges financières et autres tiennent compte de l'incidence nette de la vente des activités liées aux lubrifiants réalisée au premier trimestre de 2017.

Résultats du premier semestre de 2017

Pour le premier semestre de 2017, le bénéfice d'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation s'est établi à 821 M\$, en comparaison de 930 M\$ pour le premier semestre de 2016. Ce recul est principalement attribuable à la diminution du profit lié à la méthode PEPS pour la période écoulée et à la vente des activités liées aux lubrifiants, partiellement contrebalancées par l'amélioration de l'ensemble des marges de craquage de référence, par les écarts de prix du brut favorables, par l'augmentation du débit de traitement des raffineries qui a découlé de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés et par les volumes de ventes au détail records enregistrés pour le premier semestre de 2017. Au premier semestre 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 positive sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de l'ordre de 5 M\$ après impôt, comparativement à 83 M\$ après impôt au premier semestre de 2016.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,079 G\$ au premier semestre de 2017, en comparaison de 1,289 G\$ au premier semestre 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\$ au premier semestre de 2017, en comparaison d'un bénéfice net de 58 M\$ et des fonds provenant de l'exploitation de 100 M\$ au premier semestre 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Résultat net	184	(387)	233	187
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(278)	27	(381)	(858)
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ¹⁾	32	70	32	160
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	10	73	10	73
Profit sur cession importante ³⁾	—	—	(83)	—
Coûts liés à l'acquisition de COS et charges connexes ⁴⁾	—	—	—	38
Résultat d'exploitation ⁵⁾	(52)	(217)	(189)	(400)
Énergie renouvelable	1	3	(1)	13
Négociation de l'énergie	(4)	(6)	(15)	(8)
Siège social	(75)	(183)	(215)	(409)
Éliminations	26	(31)	42	4
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ⁵⁾	112	(69)	(29)	(315)

- 1) 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) Mesure financière 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	76	94	163	243

- 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 un bénéfice d'exploitation de 1 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de 3 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.

Après la clôture du trimestre, Suncor a conclu la vente de sa participation dans la centrale éolienne Ripley pour un produit estimatif de 48 M\$, sous réserve des ajustements habituels postérieurs à la clôture.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont enregistré une perte d'exploitation de 4 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 6 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les activités liées à la négociation du gaz naturel ayant en partie compensé les faibles écarts liés à l'emplacement du brut.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 75 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 183 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution s'explique essentiellement par la hausse des intérêts incorporés à l'actif, par la diminution des frais de fonctionnement qui a découlé de la mise en œuvre continue de mesures de réduction des coûts par la Société et par la diminution des charges d'intérêts qui a découlé des remboursements effectués sur la dette aux deuxièmes trimestres de 2017 et de 2016. Au deuxième trimestre de 2017, la Société a incorporé une tranche de 196 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 140 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 deuxième trimestre de 2017, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 26 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 31 M\$ au deuxième trimestre de 2016. Cette variation est attribuable à la diminution des niveaux des stocks intersectoriels.

Les secteurs Siège social, Négociation de l'énergie et Éliminations ont inscrit des fonds provenant de l'exploitation de 112 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation de 69 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 des économies d'impôt liées au remboursement anticipé d'une dette.

Résultats du premier semestre de 2017

Les secteurs Siège social, Négociation de l'énergie et Éliminations ont inscrit une perte d'exploitation de 189 M\$ au premier semestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 400 M\$ au premier semestre de 2016. Outre les facteurs mentionnés ci-dessus, le résultat d'exploitation du premier semestre de 2017 reflète l'incidence favorable d'un profit réalisé sur les swaps de taux d'intérêt différés et de la baisse de la rémunération fondée sur des actions. Au premier semestre de 2017, la Société a incorporé une tranche de 370 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 281 M\$ au premier semestre de 2016. L'augmentation est attribuable à la hausse des dépenses cumulées à l'égard des projets de croissance d'envergure.

Les secteurs Siège social, Négociation de l'énergie et Éliminations ont inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 29 M\$ au premier semestre de 2017, en comparaison de 315 M\$ au trimestre correspondant 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.

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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Sables pétrolifères	1 500	1 254	2 559	2 361
Exploration et production	215	275	442	546
Raffinage et commercialisation	134	229	226	401
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	6	3	8	9
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 855	1 761	3 235	3 317
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(196)	(140)	(370)	(281)
	1 659	1 621	2 865	3 036

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2017			Semestres clos le 30 juin 2017		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	390	66	456	573	135	708
<i>Activités in situ</i>	120	—	120	174	6	180
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	239	537	776	304	1 092	1 396
Exploration et production	5	162	167	8	339	347
Raffinage et commercialisation	134	—	134	226	—	226
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	6	—	6	8	—	8
	894	765	1 659	1 293	1 572	2 865

- 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 deuxième trimestre de 2017, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,659 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du deuxième trimestre de 2017 ont été similaires à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'augmentation des dépenses en immobilisations de maintien liées aux travaux de maintenance et de révision d'envergure ayant plus que contrebalancé la diminution des dépenses de croissance principalement à Fort Hills et à Hebron, les travaux de construction qui battaient leur plein ayant commencé à ralentir pour ces projets.

L'activité du deuxième 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 456 M\$ au deuxième trimestre de 2017. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien, principalement à l'exécution de 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 facilitera l'accès au marché pour la production de bitume provenant de Fort Hills. Après la clôture du deuxième trimestre, le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est a été mis en service. Ce projet viendra soutenir Fort Hills après la production des premiers barils de pétrole à la fin de 2017.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 120 M\$ et représentent des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses liées aux premiers travaux de révision complets effectués aux nouvelles installations centrales de Firebag. Les dépenses en immobilisations de maintien ont porté également sur la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 776 M\$. De ce montant, une tranche de 537 M\$ représente des dépenses en immobilisations de croissance et une tranche de 239 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien.

Les dépenses de croissance ont été affectées principalement au projet minier Fort Hills, qui est maintenant achevé à hauteur de plus de 90 %, et la mise en exploitation de l'installation de traitement du minerai et des principaux actifs d'extraction a eu lieu au cours de la période. Les activités se sont poursuivies aux installations d'extraction secondaire, dernières zones faisant l'objet de travaux de construction majeurs en vue de la production des premiers barils de pétrole, qui est toujours prévue pour la fin de 2017.

Les dépenses en immobilisations de maintien engagées à Fort Hills au deuxième trimestre de 2017 ont porté 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.

Les dépenses de maintien de Syncrude ont été principalement affectées à la révision des installations de valorisation, qui a été terminée à la mi-juillet, à des travaux de maintenance avancés portant sur une unité de cokéfaction, qui devaient initialement être exécutés au cours du quatrième trimestre de 2017, et aux coûts de reconstruction associés à l'incident qui est survenu à une installation au premier trimestre de 2017. Des travaux de maintenance planifiés portant sur une unité de cokéfaction ont été entrepris afin de contribuer à atténuer l'incidence de l'arrêt de la production requis pour effectuer les réparations associées à l'incident s'étant produit à une installation vers la fin du premier trimestre de 2017. 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

Des progrès ont été réalisés à l'égard du projet Hebron au deuxième trimestre de 2017, la plateforme ayant été remorquée jusqu'à l'emplacement final au large des côtes et ancrée avec succès au plancher océanique. Les travaux de forage se déroulent selon l'échéancier prévu et les premiers barils de pétrole issus du projet sont toujours attendus pour la fin de 2017. Les dépenses de croissance du secteur E&P ont également porté sur le forage de développement à Hibernia et à White Rose et sur la mise en valeur du projet Oda en Norvège.

Les associés ont autorisé les dépenses liées au projet d'extension ouest de White Rose au deuxième trimestre de 2017 et les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022. Husky Energy Inc. est l'exploitant du projet et Suncor détient une participation directe combinée d'environ 26 %. Le projet devrait prolonger la durée de vie des installations existantes de White Rose, et la quote-part de la Société de la production de pétrole, à pleine cadence, devrait s'élever à 20 000 bep/j. La quote-part revenant à Suncor des coûts du projet est d'environ 1,4 G\$, et les travaux de mise en valeur majeurs ne devraient pas commencer avant 2018.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 134 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 6 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 juin 2016
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	6,2	(4,9)
Compte tenu des projets majeurs en cours	4,9	(4,1)
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,7	3,0
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	3,8	(3,6)
Base des fonds provenant de l'exploitation ²⁾⁴⁾	9,4	5,6

1) 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.

2) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

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

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des lignes de crédit disponibles et 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 au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la qualité et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. La durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépasse pas six mois, et toutes les contreparties ont une notation élevée.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué pour s'établir à 2,352 G\$ au premier semestre 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 et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point et 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 accroître le rendement pour les actionnaires en procédant à des rachats d'actions, sous réserve de la conjoncture économique et d'autres facteurs pertinents.

Au 30 juin 2017, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 13 jours.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 5,697 G\$ au 30 juin 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 d'intérêts qui seront réalisées viendront ultérieurement 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.

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 juin 2017, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 26,4 % (28,1 % au 31 décembre 2016). À l'heure actuelle, la Société respecte aussi toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2017	31 décembre 2016
Dettes à court terme	2 019	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	1 533	54
Dettes à long terme	12 580	16 103
Dettes totales	16 132	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 352	3 016
Dettes nettes	13 780	14 414
Capitaux propres	44 887	44 630
Dettes totales majorées des capitaux propres	61 019	62 060
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	26,4	28,1

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	T2	Trimestre et semestre clos le 30 juin 2017 Cumul annuel
Dettes totales à l'ouverture de la période	16 793	17 430
Diminution de la dette à long terme	(1 740)	(1 754)
Augmentation de la dette à court terme	1 338	827
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	(259)	(371)
Dettes totales au 30 juin 2017	16 132	16 132
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 30 juin 2017	2 352	2 352
Dettes nettes au 30 juin 2017	13 780	13 780

La dette totale de la Société a diminué au deuxième trimestre 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 juin 2017
Actions ordinaires	1 662 876
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 084
Options sur actions ordinaires – non exerçables	35 432

Au 24 juillet 2017, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 659 365 514 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 56 341 069. 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^{er} 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.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	7 221	—	7 221	—
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	40,93	—	40,93	—
Coût du rachat d'actions	296	—	296	—

Au deuxième trimestre de 2017, la Société a racheté 7 220 753 actions ordinaires au prix moyen de 40,93 \$ l'action, pour une contrepartie de 296 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 premier semestre 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 du semestre clos le 30 juin 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 cession des activités liées aux lubrifiants de Suncor et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point, partiellement contrebalancés par un engagement relatif à des services d'hébergement qui soutient les activités 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 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	413,6	590,6	620,4	617,5	213,1	565,8	470,6	458,4
Exploration et production	125,5	134,5	118,1	110,6	117,6	125,6	112,3	107,7
	539,1	725,1	738,5	728,1	330,7	691,4	582,9	566,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 247	7 818	7 840	7 409	5 914	5 644	6 499	7 485
Autres produits (pertes)	16	25	301	(15)	(58)	(67)	94	72
	7 263	7 843	8 141	7 394	5 856	5 577	6 593	7 557
Résultat net	435	1 352	531	392	(735)	257	(2 007)	(376)
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)
Résultat d'exploitation¹⁾	199	812	636	346	(565)	(500)	(26)	410
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,12	0,49	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)	0,28
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	1 627	2 024	2 365	2 025	916	682	1 294	1 882
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,98	1,21	1,42	1,22	0,58	0,45	0,90	1,30
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 671	1 628	2 791	1 979	862	48	1 443	2 771
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,00	0,98	1,68	1,19	0,54	0,03	1,00	1,92
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	6,2	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6	5,1
Profit (perte) de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	278	103	(222)	(112)	(27)	885	(382)	(786)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	37,89	40,83	43,90	36,42	35,84	36,17	35,72	35,69
Bourse de New York (\$ US)	29,20	30,75	32,69	27,78	27,73	27,81	25,80	26,72

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 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	48,30	51,85	49,35	44,95	45,60	33,50	42,15	46,45
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	49,85	53,75	49,50	45,85	45,60	33,90	43,70	50,30
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	5,80	9,05	6,70	6,80	7,65	8,95	10,35	8,50
MSW à Edmonton	\$ CA/b	62,30	64,25	62,00	55,10	55,80	34,50	53,55	56,55
WCS à Hardisty	\$ US/b	37,20	37,30	35,00	31,45	32,30	19,30	27,70	33,25
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	11,10	14,55	14,35	13,50	13,30	14,25	14,50	13,20
Condensat à Edmonton	\$ US/b	48,45	52,20	48,35	43,05	44,10	34,45	41,65	44,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,80	2,70	3,10	2,30	1,40	1,85	2,45	2,90
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	19,30	22,40	21,95	17,90	14,90	18,10	21,20	26,05
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,35	12,55	14,35	14,00	16,10	11,75	13,60	22,25
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,40	11,15	10,55	14,15	16,65	9,10	13,90	23,95
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,25	18,45	14,95	18,75	19,30	13,00	17,90	28,75
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,80	14,00	13,15	14,50	14,85	11,05	11,05	21,55
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,74	0,76	0,75	0,77	0,78	0,73	0,75	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,75	0,74	0,76	0,77	0,77	0,72	0,75

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 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 cession 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 premier trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés de taux d'intérêt 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 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 30 juin 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 juin 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 juin 2017, il ne s'était produit, au cours du trimestre et du semestre clos le 30 juin 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 26 juillet 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. 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 à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, comparativement à la méthode DEPS¹⁾, tient compte de l'incidence estimative du décalage entre l'achat de brut aux fins d'alimentation des raffineries et la vente éventuelle de produits raffinés. La direction utilise cette information pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation 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. Lorsqu'elle n'est pas présentée séparément, l'incidence de la méthode PEPS est incluse dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits.
- 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 de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires, 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.

1) L'incidence estimative de la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter au paragraphe intitulé « Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti sur le résultat net du secteur R&C » de la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR ».

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 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2017	2016
Ajustements du résultat net		
Résultat net	2 710	(2 861)
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(47)	311
Charge d'intérêts nette	221	317
	A	(2 233)
Capital investi – début de la période de 12 mois		
Dette nette	14 545	9 234
Capitaux propres	44 453	41 615
	58 998	50 849
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	13 780	14 545
Capitaux propres	44 887	44 453
	58 667	58 998
Capital moyen investi	B	58 803
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	4,9
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	11 984
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	6,2
		(4,9)

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 juin 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 juin (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	(277)	(1 063)	182	26	346	689	184	(387)	435	(735)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	927	938	289	461	168	172	26	34	1 410	1 605
Impôt sur le résultat différé	(73)	(90)	(38)	(191)	(4)	32	103	9	(12)	(240)
Augmentation des passifs	49	56	11	15	1	2	—	—	61	73
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(295)	29	(295)	29
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	(1)	1	—	—	(3)	(11)	61	140	57	130
Profit à la cession d'actifs	—	(32)	—	—	(2)	(1)	—	—	(2)	(33)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	25	99	25	99
Rémunération fondée sur des actions	8	15	—	—	4	9	14	13	26	37
Frais de prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(62)	(31)	(2)	—	(5)	(6)	—	1	(69)	(36)
Autres	2	4	(4)	(9)	(1)	(1)	(6)	(7)	(9)	(13)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	573	(202)	438	302	504	885	112	(69)	1 627	916
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	469	198	270	156	1	234	(696)	(642)	44	(54)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	1 042	(4)	708	458	505	1 119	(584)	(711)	1 671	862

Semestres clos les 30 juin (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	25	(1 587)	354	(8)	1 175	930	233	187	1 787	(478)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 868	1 855	573	817	328	342	63	63	2 832	3 077
Impôt sur le résultat différé	(64)	(126)	(97)	(264)	(13)	23	150	62	(24)	(305)
Augmentation des passifs	98	101	21	32	3	4	—	—	122	137
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(404)	(892)	(404)	(892)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	(8)	13	—	—	(13)	23	88	234	67	270
Profit à la cession d'actifs	(1)	(33)	—	—	(351)	(1)	(70)	—	(422)	(34)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	25	99	25	99
Rémunération fondée sur des actions	(78)	(36)	(3)	2	(34)	(22)	(109)	(70)	(224)	(126)
Frais de prospection	—	—	41	—	—	—	—	—	41	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(180)	(150)	(3)	—	(6)	(8)	—	—	(189)	(158)
Autres	22	24	33	(16)	(10)	(2)	(5)	2	40	8
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 682	61	919	563	1 079	1 289	(29)	(315)	3 651	1 598
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	918	(98)	158	(40)	(100)	200	(1 328)	(750)	(352)	(688)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	2 600	(37)	1 077	523	979	1 489	(1 357)	(1 065)	3 299	910

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 juin 2016	2017	30 juin 2016
Fonds provenant de l'exploitation	1 627	916	8 041	4 774
Dépenses de maintien et dividendes	(1 441)	(1 219)	(4 420)	(4 675)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	186	(303)	3 621	99

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 est comptabilisée 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 160	1 721	2 561	2 856
Autres produits	19	2	38	13
Marge non liée au raffinage	(375)	(884)	(870)	(1 239)
Marge de raffinage	804	839	1 729	1 630
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	42 629	38 754	84 169	80 169
Marge de raffinage (\$/b)	18,85	21,65	20,55	20,35
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	464	526	981	1 068
Coûts non liés au raffinage	(249)	(317)	(537)	(649)
Charges d'exploitation de raffinage	215	209	444	419
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	42 629	38 754	84 169	80 169
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,05	5,40	5,25	5,25

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
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
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 que les activités de maintien préalables favoriseront l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers après le début de la production, que les coûts du projet sont conformes aux prévisions, les premiers barils de pétrole étant attendus à la fin de 2017, et les prévisions concernant le Parc de stockage Est; et ii) les énoncés concernant le projet Hebron, notamment la prévision selon laquelle les premiers barils de pétrole seront produits vers la fin de 2017 et iii) les énoncés concernant le projet d'extension ouest de White Rose, notamment que la quote-part revenant à la Société de la production de pétrole, à pleine cadence, devrait s'établir à 20 000 kbep/l, que les premiers barils de pétrole sont attendus en 2022, que le projet devrait prolonger la durée de vie des installations de White Rose existantes, que la quote-part nette revenant à Suncor des coûts du projet est estimée à environ 1,4 G\$, et que les travaux de mise en valeur majeurs ne devraient pas commencer avant 2018;
- l'attente selon laquelle l'avantage global net du prolongement du cycle des travaux de révision sur cinq ans à Firebag sera bénéfique pour les cycles de révision futurs, en raison de l'expérience acquise;
- l'excellent rendement prévu pour le secteur Sables pétrolifères pour les périodes à venir;
- la prévision selon laquelle les activités de Syncrude reprendront leur cours normal d'ici le début d'août, après les travaux de maintenance de l'unité de cokéfaction;
- la prévision selon laquelle la production accrue du secteur E&P compensera l'incidence de l'incident survenu à une installation de Syncrude;
- l'attente selon laquelle Suncor continuera d'axer ses efforts sur la mise en œuvre rigoureuse de son 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;
- le produit estimatif d'environ 500 M\$ 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 la prévision selon laquelle la clôture de l'arrangement aura lieu au deuxième semestre de 2017;
- le fait que Suncor s'attend à recevoir un produit d'assurance qui compensera une partie importante des dépenses liées à l'incident survenu à Syncrude;
- les efforts de concert avec Syncrude en vue de réduire les coûts d'exploitation, accroître la performance et mettre en place des synergies régionales au moyen de l'intégration;

- *l'attente selon laquelle la réduction de l'encours de la dette réduira les charges financières et procurera une souplesse financière continue;*
- *les prévisions de Suncor pour l'exercice complet concernant la production de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la production de secteur E&P, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les dépenses en immobilisations et l'impôt sur le résultat exigible de même que les hypothèses qui sous-tendent les prévisions;*
- *le calendrier et l'incidence prévus des travaux de maintenance planifiés, y compris les travaux à l'usine de valorisation 1 et à Terra Nova;*
- *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 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, au besoin, 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 de Suncor selon laquelle la facilité de crédit qui a été annulée au premier trimestre ne sera plus requise pour combler les besoins de liquidité;*
- *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 permet le remboursement de la dette à long terme et l'accroissement du rendement pour les actionnaires au moyen de rachats d'actions, sous réserve de la conjoncture économique et d'autres facteurs pertinents;*
- *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;*
- *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 sur www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis sur www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 247	5 914	15 065	11 558
Autres produits (pertes) (note 6)	16	(58)	41	(125)
	7 263	5 856	15 106	11 433
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	2 995	2 672	5 473	4 741
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 240	2 053	4 546	4 402
Transport	248	242	534	531
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 410	1 605	2 832	3 077
Prospection	13	16	65	57
Profit à la cession d'actifs (notes 15 et 16)	(2)	(33)	(550)	(34)
(Produits financiers) charges financières (note 9)	(184)	343	(148)	(375)
	6 720	6 898	12 752	12 399
Résultat avant impôt	543	(1 042)	2 354	(966)
Impôt sur le résultat – Charge (économie) (note 10)				
Exigible	120	(67)	591	(183)
Différé	(12)	(240)	(24)	(305)
	108	(307)	567	(488)
Résultat net	435	(735)	1 787	(478)
Résultat net attribuable aux :				
Actionnaires ordinaires	435	(735)	1 787	(489)
Participation ne donnant pas le contrôle (note 4)	—	—	—	11
	435	(735)	1 787	(478)
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(78)	(68)	(106)	(330)
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	(28)	(40)	1	(40)
Autres éléments du résultat global	(106)	(108)	(105)	(370)
Résultat global	329	(843)	1 682	(848)
Par action ordinaire (en dollars) (note 11)				
Résultat net de base et dilué	0,26	(0,46)	1,07	(0,31)
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de base et dilué	0,26	(0,46)	1,07	(0,31)
Dividendes en trésorerie	0,32	0,29	0,64	0,58

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2017	31 décembre 2016
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 352	3 016
Créances	3 103	3 182
Stocks	3 221	3 240
Impôt sur le résultat à recouvrer	160	376
Actifs détenus en vue de la vente (notes 15 et 16)	—	1 205
Total de l'actif courant	8 836	11 019
Immobilisations corporelles, montant net	72 096	71 259
Prospection et évaluation	2 038	2 038
Autres actifs	1 174	1 248
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 063	3 075
Actifs d'impôt différé	90	63
Total de l'actif	87 297	88 702
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	2 019	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	1 533	54
Dettes et charges à payer	5 131	5 588
Tranche courante des provisions	758	781
Impôt à payer	356	224
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (notes 15 et 16)	—	197
Total du passif courant	9 797	8 117
Dettes à long terme	12 580	16 103
Autres passifs non courants	1 907	2 067
Provisions (note 14)	6 887	6 542
Passifs d'impôt différé	11 239	11 243
Capitaux propres	44 887	44 630
Total du passif et des capitaux propres	87 297	88 702

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2017	2016	2017	2016
Activités d'exploitation				
Résultat net	435	(735)	1 787	(478)
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 410	1 605	2 832	3 077
Impôt sur le résultat différé	(12)	(240)	(24)	(305)
Charge de désactualisation	61	73	122	137
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(295)	29	(404)	(892)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	57	130	67	270
Profit à la cession d'actifs (notes 15 et 16)	(2)	(33)	(422)	(34)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 9)	25	99	25	99
Rémunération fondée sur des actions	26	37	(224)	(126)
Prospection	—	—	41	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(69)	(36)	(189)	(158)
Autres	(9)	(13)	40	8
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	44	(54)	(352)	(688)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 671	862	3 299	910
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 855)	(1 761)	(3 235)	(3 317)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (note 4)	—	—	—	109
Acquisitions (note 5)	—	(946)	—	(946)
Produit de la cession d'actifs	81	33	1 477	192
Autres placements	1	(5)	1	(7)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	98	(41)	37	(167)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 675)	(2 720)	(1 720)	(4 136)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	1 338	991	827	1 955
Variation nette de la dette à long terme	(1 740)	(1 578)	(1 754)	(1 542)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	32	5	76	12
(Rachat) émission d'actions ordinaires (notes 8 et 12)	(296)	2 782	(296)	2 782
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(533)	(458)	(1 067)	(911)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 199)	1 742	(2 214)	2 296
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents	(1 203)	(116)	(635)	(930)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(22)	(10)	(29)	(111)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	3 577	3 134	3 016	4 049
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 352	3 008	2 352	3 008
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	383	428	498	514
Impôt sur le résultat (reçu) payé	(2)	(141)	119	(10)

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	(489)	(478)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(330)	—	—	(330)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 13 \$	—	—	—	—	(40)	(40)	—
Résultat global	—	—	(330)	11	(529)	(848)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	17	(2)	—	—	—	15	450
Émissions contre trésorerie, déduction faite de l'impôt de 26 \$ (note 12)	2 808	—	—	—	—	2 808	82 225
Émissions dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (note 4)	3 154	—	—	1 172	—	4 326	98 814
Transactions sur capitaux propres en vue d'éliminer la participation ne donnant pas le contrôle dans Canadian Oil Sands Limited (note 4)	1 298	—	—	(1 183)	(115)	—	36 879
Rémunération fondée sur des actions	—	24	—	—	—	24	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(911)	(911)	—
30 juin 2016	26 743	655	935	—	16 120	44 453	1 664 381
31 décembre 2016	26 942	588	1 007	—	16 093	44 630	1 667 914
Résultat net	—	—	—	—	1 787	1 787	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(106)	—	—	(106)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	—	—	—	—	1	1	—
Résultat global	—	—	(106)	—	1 788	1 682	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	97	(21)	—	—	—	76	2 183
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(117)	—	—	—	(179)	(296)	(7 221)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 8)	(72)	—	—	—	(99)	(171)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	33	—	—	—	33	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(1 067)	(1 067)	—
30 juin 2017	26 850	600	901	—	16 536	44 887	1 662 876

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 26 juillet 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 des 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 juin (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	1 818	810	852	595	4 725	4 538	10	25	7 405	5 968
Produits intersectoriels	680	350	—	29	19	52	(699)	(431)	—	—
Moins les redevances	(37)	(9)	(121)	(45)	—	—	—	—	(158)	(54)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 461	1 151	731	579	4 744	4 590	(689)	(406)	7 247	5 914
Autres produits (pertes)	17	(18)	10	36	19	2	(30)	(78)	16	(58)
	2 478	1 133	741	615	4 763	4 592	(719)	(484)	7 263	5 856
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	139	172	—	—	3 584	2 869	(728)	(369)	2 995	2 672
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 575	1 288	111	116	464	526	90	123	2 240	2 053
Transport	168	146	22	22	69	84	(11)	(10)	248	242
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	927	938	289	461	168	172	26	34	1 410	1 605
Prospection	4	—	9	16	—	—	—	—	13	16
Profit à la cession d'actifs	—	(32)	—	—	(2)	(1)	—	—	(2)	(33)
Charges financières (produits financiers)	52	64	5	35	1	1	(242)	243	(184)	343
	2 865	2 576	436	650	4 284	3 651	(865)	21	6 720	6 898
Résultat avant impôt	(387)	(1 443)	305	(35)	479	941	146	(505)	543	(1 042)
Impôt sur le résultat – Charge (produit)										
Exigible	(37)	(290)	161	130	137	220	(141)	(127)	120	(67)
Différé	(73)	(90)	(38)	(191)	(4)	32	103	9	(12)	(240)
	(110)	(380)	123	(61)	133	252	(38)	(118)	108	(307)
Résultat net	(277)	(1 063)	182	26	346	689	184	(387)	435	(735)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 500	1 254	215	275	134	229	6	3	1 855	1 761

Semestres clos les 30 juin (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	4 240	2 395	1 772	1 126	9 372	8 117	23	22	15 407	11 660
Produits intersectoriels	1 548	804	—	29	25	64	(1 573)	(897)	—	—
Moins les redevances	(98)	(28)	(244)	(74)	—	—	—	—	(342)	(102)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 690	3 171	1 528	1 081	9 397	8 181	(1 550)	(875)	15 065	11 558
Autres produits (pertes)	31	15	(23)	38	38	13	(5)	(191)	41	(125)
	5 721	3 186	1 505	1 119	9 435	8 194	(1 555)	(1 066)	15 106	11 433
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	255	312	—	—	6 836	5 325	(1 618)	(896)	5 473	4 741
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 128	2 723	212	261	981	1 068	225	350	4 546	4 402
Transport	357	330	45	45	156	176	(24)	(20)	534	531
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 868	1 855	573	817	328	342	63	63	2 832	3 077
Prospection	6	30	59	27	—	—	—	—	65	57
Profit à la cession d'actifs	(1)	(33)	—	—	(452)	(1)	(97)	—	(550)	(34)
Charges financières (produits financiers)	85	119	22	50	10	12	(265)	(556)	(148)	(375)
	5 698	5 336	911	1 200	7 859	6 922	(1 716)	(1 059)	12 752	12 399
Résultat avant impôt	23	(2 150)	594	(81)	1 576	1 272	161	(7)	2 354	(966)
Impôt sur le résultat – Charge (produit)										
Exigible	62	(437)	337	191	414	319	(222)	(256)	591	(183)
Différé	(64)	(126)	(97)	(264)	(13)	23	150	62	(24)	(305)
	(2)	(563)	240	(73)	401	342	(72)	(194)	567	(488)
Résultat net	25	(1 587)	354	(8)	1 175	930	233	187	1 787	(478)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	2 559	2 361	442	546	226	401	8	9	3 235	3 317

4. ACQUISITION DE CANADIAN OIL SANDS LIMITED (« COS »)

Le 5 février 2016, Suncor a obtenu le contrôle de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») en faisant l'acquisition de 73 % des actions ordinaires en circulation de COS, en contrepartie de 0,28 action de Suncor par action de COS déposée.

L'acquisition a donné lieu à l'émission de 98,9 millions d'actions ordinaires de Suncor, qui avaient une juste valeur de 31,88 \$ chacune selon le cours de clôture à la Bourse de Toronto (la « TSX ») à la date d'acquisition.

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

Contrepartie de l'achat

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

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

Répartition du prix d'achat

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

(en millions de dollars)

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

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

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

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

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

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

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

Des coûts d'acquisition de 29 M\$ ont été inscrits au poste des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, à l'état consolidé du résultat global du semestre clos le 30 juin 2016.

L'acquisition de COS a contribué à hauteur de 489 M\$ aux produits bruts et a entraîné une perte nette consolidée de 226 M\$ entre la date d'acquisition et le 30 juin 2016.

Si l'acquisition de COS avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, elle aurait contribué à hauteur de 671 M\$ aux produits bruts et entraîné une perte nette consolidée de 263 M\$, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 12,3 G\$ et une perte nette consolidée de 741 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2016.

5. ACQUISITION DE PARTICIPATIONS SUPPLÉMENTAIRES DANS SYNCRUDE

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

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

(en millions de dollars)

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

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

La participation supplémentaire dans Syncrude a contribué à hauteur de 3 M\$ aux produits bruts, mais n'a pas contribué à la perte nette consolidée depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 juin 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, la participation supplémentaire aurait contribué à hauteur de 88 M\$ aux produits bruts et entraîné une perte nette consolidée de 38 M\$, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 11,7 G\$ et une perte nette consolidée de 516 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2016.

6. AUTRES PRODUITS (PERTES)

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Activités de négociation de l'énergie				
Profits (pertes) comptabilisés en résultat au cours de la période	1	6	20	(18)
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	(6)	(13)	(43)	17
Activités de gestion des risques ¹⁾	(22)	(131)	34	(230)
Produit financier et produit d'intérêts	33	30	54	48
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ²⁾	—	26	—	26
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres	10	24	(24)	32
	16	(58)	41	(125)

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.

7. 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		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	9	7	33	24
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	18	31	92	146
	27	38	125	170

8. 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 deuxième 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 40,93 \$ l'action, soit un coût de rachat total de 296 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	7 221	—	7 221	—
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	117	—	117	—
Résultats non distribués	179	—	179	—
Coût des rachats d'actions	296	—	296	—

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 juin 2017	31 déc. 2016
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	72	—
Résultats non distribués	99	—
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	171	—

9. (PRODUITS FINANCIERS) CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Intérêts sur la dette	234	256	486	510
Intérêts incorporés à l'actif	(196)	(140)	(370)	(281)
Charge d'intérêts	38	116	116	229
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	15	30	27
Charge de désactualisation	61	73	122	137
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(295)	29	(404)	(892)
Écarts de change et autres	(28)	11	(37)	25
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	87	99	87	99
Profits réalisés sur les couvertures de change	(62)	—	(62)	—
	(184)	343	(148)	(375)

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\$ US), dont l'échéance initiale était le 1^{er} juin 2018, pour un montant de 1,344 G\$ US (1,830 G\$ US), 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 de 25 M\$ (10 M\$ après impôt).

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 COS (note 4) 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 une tranche de 600 M\$ sur la facilité de crédit acquise dans le cadre de l'acquisition de COS.

10. 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\$.

11. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2017	30 juin 2016	2017	30 juin 2016
Bénéfice net (perte nette)	435	(735)	1 787	(478)
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	—	(1)	—
Bénéfice net (perte nette) – dilué(e)	435	(735)	1 786	(478)
Bénéfice net (perte nette) attribuable aux actionnaires ordinaires	435	(735)	1 787	(489)
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	435	(735)	1 786	(489)
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 668	1 590	1 668	1 553
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	4	2	4	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 672	1 592	1 672	1 554
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base et dilué par action	0,26	(0,46)	1,07	(0,31)
Résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,26	(0,46)	1,07	(0,31)

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 l'effet de la comptabilisation de ces attributions à titre de paiements réglés en actions était dilutif pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2017.

12. 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).

13. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments 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 juin 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) payé au cours de la période	(20)	(57)	(77)
Profits comptabilisés en résultat au cours de la période (note 6)	20	34	54
Juste valeur des contrats en cours au 30 juin 2017	(36)	(41)	(77)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	57	70	—	127
Dettes	(107)	(97)	—	(204)
	(50)	(27)	—	(77)

Au cours du deuxième 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 juin 2017, la Société avait pour 949 M\$ de swaps différés en cours. Une diminution de 0,06 % des taux d'intérêt au cours du trimestre a entraîné une moins-value de 17 M\$ des swaps restants. Une diminution de 0,03 % des taux d'intérêt au cours du semestre clos le 30 juin 2017 a entraîné une moins-value de 10 M\$ des swaps restants.

Instruments financiers non dérivés

Au 30 juin 2017, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 13,0 G\$ (15,1 G\$ au 31 décembre 2016) et sa juste valeur, à 15,3 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.

14. PROVISIONS

Une baisse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, lequel a été ramené à 3,70 % (3,90 % au 31 décembre 2016), et la constatation de dommages supplémentaires se sont traduites par une augmentation de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux de 385 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2017.

15. 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\$, y compris une charge fiscale courante de 101 M\$ et un recouvrement d'impôt différé de 11 M\$, comptabilisés dans le secteur Raffinage et commercialisation.

16. 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				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	30 juin 2016	12 mois close le 31 déc. 2016	
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	413,6	590,6	620,4	617,5	213,1	501,6	389,4	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)	288,6	332,8	324,5	301,1	86,4	310,6	204,3	258,9
Bitume non valorisé	64,0	115,7	108,9	132,6	91,1	89,7	110,9	115,9
Production du secteur Sables pétrolifères	352,6	448,5	433,4	433,7	177,5	400,3	315,2	374,8
Production de bitume (kb/j)								
Production minière	293,1	311,1	284,8	295,1	66,8	298,2	185,4	238,0
Activités <i>in situ</i> – Firebag	110,9	202,8	204,5	197,6	121,8	156,6	160,4	180,8
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	30,0	35,6	33,9	26,6	13,1	32,8	25,0	27,6
Total de la production de bitume	434,0	549,5	523,2	519,3	201,7	487,6	370,8	446,4
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	104,4	124,9	87,2	100,8	29,0	114,6	80,6	87,3
Diesel	29,6	30,3	28,4	27,9	3,4	29,9	14,1	21,2
Brut léger sulfureux	160,1	176,4	201,5	162,5	76,3	169,8	124,5	153,4
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	294,1	331,6	317,1	291,2	108,7	314,3	219,2	261,9
Bitume non valorisé	86,0	104,9	103,5	123,5	108,1	95,4	121,3	117,4
Ventes	380,1	436,5	420,6	414,7	216,8	409,7	340,5	379,3
Charges d'exploitation décaissées – moyenne ^{1)A)} (\$/b)*								
Charges décaissées	25,70	20,15	22,10	20,30	44,55	22,55	28,75	24,35
Gaz naturel	2,10	2,40	2,85	1,85	2,25	2,35	1,85	2,15
	27,80	22,55	24,95	22,15	46,80	24,90	30,60	26,50
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement ^{1)A)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	21,25	19,95	22,55	19,30	76,65	20,55	31,45	25,00
Gaz naturel	0,60	0,60	0,80	0,50	1,15	0,60	0,60	0,60
	21,85	20,55	23,35	19,80	77,80	21,15	32,05	25,60
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement ^{1)A)} (\$/b)								
Charges décaissées	10,95	7,00	6,35	7,15	10,75	8,50	8,75	7,60
Gaz naturel	4,00	4,00	4,40	3,30	2,20	4,00	2,55	3,30
	14,95	11,00	10,75	10,45	12,95	12,50	11,30	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 présents sommaires des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Sables pétrolifères	30 juin 2017	Trimestres clos les			30 juin 2016	Semestres clos les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
		31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016		30 juin 2017	30 juin 2016	
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	61,0	142,1	187,0	183,8	35,6	101,3	74,2	130,1
Production de bitume (kb/j)	82,4	170,0	219,6	210,1	52,5	126,0	86,5	151,1
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	61,3	140,9	192,6	179,2	42,8	100,8	75,9	131,2
Charges d'exploitation décaissées^{1A)} (\$/b)								
Charges décaissées	89,90	43,25	31,05	26,50	111,40	58,65	49,85	34,60
Gaz naturel	7,90	1,90	1,50	1,15	2,15	2,40	1,35	1,35
	97,80	45,15	32,55	27,65	113,55	61,05	51,20	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 présents sommaires des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)}	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le	
	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	30 juin 2017	30 juin 2016	31 déc. 2016
Bitume (\$/b)								
Prix moyen obtenu	37,61	35,03	31,68	26,67	23,90	36,20	17,30	23,50
Redevances	(0,69)	(0,54)	(0,33)	(0,39)	(0,24)	(0,60)	(0,11)	(0,23)
Frais de transport	(7,06)	(6,57)	(5,52)	(4,80)	(5,69)	(6,79)	(5,63)	(5,38)
Charges d'exploitation nettes	(14,05)	(9,98)	(9,99)	(10,73)	(14,65)	(11,83)	(12,01)	(11,25)
Revenus d'exploitation nets	15,81	17,94	15,84	10,75	3,32	16,98	(0,45)	6,64
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)								
Prix moyen obtenu	64,20	66,38	62,28	56,69	52,58	65,35	45,58	53,53
Redevances	(1,19)	(0,59)	2,74	(0,42)	(0,33)	(0,88)	(0,52)	0,50
Frais de transport	(3,72)	(3,98)	(3,98)	(2,96)	(5,07)	(3,85)	(4,14)	(3,76)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(24,14)	(21,01)	(22,56)	(20,69)	(50,90)	(22,50)	(29,34)	(24,87)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(4,15)	(3,58)	(4,31)	(4,34)	(12,02)	(3,84)	(6,90)	(5,38)
Revenus d'exploitation nets	31,00	37,22	34,17	28,28	(15,74)	34,28	4,68	20,02
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)								
Prix moyen obtenu	58,18	58,84	54,75	47,75	38,28	58,53	35,50	44,23
Redevances	(1,07)	(0,58)	1,99	(0,41)	(0,29)	(0,81)	(0,37)	0,28
Frais de transport	(4,47)	(4,60)	(4,36)	(3,51)	(5,38)	(4,54)	(4,67)	(4,26)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(25,08)	(21,07)	(22,72)	(20,77)	(38,85)	(22,95)	(27,61)	(24,37)
Revenus d'exploitation nets	27,56	32,59	29,66	23,06	(6,24)	30,23	2,85	15,88
Syncrude (\$/b)								
Prix moyen obtenu	62,27	66,37	64,28	58,62	59,34	65,13	52,08	56,91
Redevances	—	(2,96)	(4,70)	(0,26)	(0,98)	(2,07)	(0,37)	(1,90)
Frais de transport	(1,83)	(0,38)	(0,35)	(0,29)	(1,70)	(0,82)	(1,06)	(0,53)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(90,72)	(39,70)	(29,18)	(25,05)	(102,35)	(55,13)	(44,34)	(32,05)
Revenus d'exploitation nets	(30,28)	23,33	30,05	33,02	(45,69)	7,11	6,31	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 présents sommaires des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 juin 2017	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le
		31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	30 juin 2017	30 juin 2016	31 déc. 2016
Exploration et production								
Volumes des ventes total (kbep/j)	130,3	136,8	120,5	103,1	120,4	133,5	127,0	119,3
Production totale (kbep/j)	125,5	134,5	118,1	110,6	117,6	130,0	121,6	117,9
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	11,0	14,7	16,7	14,7	5,4	12,9	9,0	12,4
Hibernia (kb/j)	30,0	30,3	30,1	28,2	24,6	30,1	24,4	26,8
White Rose (kb/j)	12,9	13,1	10,9	7,5	11,7	13,0	12,7	10,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres)</i> (kbep/j)	1,8	2,8	2,8	2,7	2,7	2,3	2,9	2,8
	55,7	60,9	60,5	53,1	44,4	58,3	49,0	52,9
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	45,3	49,0	37,5	40,8	52,7	47,1	53,0	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	20,1	20,2	19,0	16,2	20,5	20,2	19,6	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	65,4	69,2	56,5	57,0	73,2	67,3	72,6	64,6
Libye (kb/j) ³⁾	4,4	4,4	1,1	0,5	—	4,4	—	0,4
	69,8	73,6	57,6	57,5	73,2	71,7	72,6	65,0
Revenus nets^{A)}								
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>								
Prix moyen obtenu	66,26	69,75	68,06	61,63	62,39	68,02	53,19	59,31
Redevances	(14,05)	(15,94)	(15,07)	(10,93)	(11,06)	(15,00)	(7,91)	(10,64)
Frais de transport	(1,60)	(1,72)	(1,72)	(2,33)	(2,05)	(1,66)	(1,84)	(1,91)
Charges d'exploitation	(10,58)	(9,28)	(9,52)	(13,57)	(14,76)	(9,92)	(14,14)	(12,67)
Revenus d'exploitation nets	40,03	42,81	41,75	34,80	34,52	41,44	29,30	34,09
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>								
Prix moyen obtenu	63,46	67,55	62,63	56,96	55,43	65,55	49,28	53,91
Frais de transport	(1,88)	(1,81)	(1,62)	(1,69)	(2,00)	(1,84)	(1,98)	(1,84)
Charges d'exploitation	(4,57)	(3,75)	(7,00)	(5,29)	(4,68)	(4,15)	(5,21)	(5,62)
Revenus d'exploitation nets	57,01	61,99	54,01	49,98	48,75	59,56	42,09	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 présents sommaires des résultats d'exploitation.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016	
	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	30 juin 2017		
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	521,9	508,0	514,8	548,7	532,5	515,0	511,0	521,4
Pétrole brut traité (kb/j)	435,5	429,9	427,3	465,6	400,2	432,7	410,5	428,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	93	93	101	87	94	89	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	18,85	22,30	23,00	17,75	21,65	20,55	20,35	20,30
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b) ^{A)}	5,05	5,50	5,45	4,55	5,40	5,25	5,25	5,10
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	114,8	112,8	115,5	119,8	117,8	113,8	112,7	115,2
Distillats	82,9	82,2	79,9	77,8	71,8	82,5	73,7	76,3
Total des ventes de carburants de transport	197,7	195,0	195,4	197,6	189,6	196,3	186,4	191,5
Produits pétrochimiques	12,2	15,5	10,1	7,2	7,7	13,9	9,9	9,2
Asphalte	18,0	12,6	16,8	22,9	15,3	15,3	13,6	16,7
Autres	35,5	34,5	34,4	34,6	39,4	35,0	37,4	35,9
Total des ventes de produits raffinés	263,4	257,6	256,7	262,3	252,0	260,5	247,3	253,3
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	208,6	214,6	204,8	213,5	181,7	211,6	196,9	203,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	97	92	96	82	95	89	92
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	122,0	117,1	125,8	134,6	133,5	119,6	127,9	129,1
Distillats	108,3	110,1	106,8	117,4	118,2	109,2	107,4	109,8
Total des ventes de carburants de transport	230,3	227,2	232,6	252,0	251,7	228,8	235,3	238,9
Asphalte	14,6	9,2	9,7	16,9	11,7	11,9	10,2	11,8
Autres	13,6	14,0	15,8	17,5	17,1	13,8	18,2	17,4
Total des ventes de produits raffinés	258,5	250,4	258,1	286,4	280,5	254,5	263,7	268,1
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	226,9	215,3	222,5	252,1	218,5	221,1	213,6	225,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	90	93	105	91	92	89	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 présents sommaires 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 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	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 brute	124	829	953	(168)		
Volumes des ventes (kb)	7 827	26 764	34 590	5 549		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,81	31,00	27,56	(30,28)		

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

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

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

Pour 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 des ventes (kb)	11 368	26 786	38 154	16 906		
Revenus d'exploitation nets par baril	10,75	28,28	23,06	33,02		

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 présents sommaires des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	427	523	950	210	—	1 160
Autres (pertes) produits	(19)	1	(18)	—	—	(18)
Achats de pétrole brut et de produits	(164)	(2)	(166)	(6)	—	(172)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(8)	(2)	(10)	(12)		
Montant brut réalisé	236	520	756	192		
Redevances	(2)	(4)	(6)	(3)	—	(9)
Frais de transport	(56)	(64)	(120)	(26)	—	(146)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	14	14	21		
Frais de transport nets	(56)	(50)	(106)	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(175)	(753)	(928)	(364)	4	(1 288)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	30	131	161	32		
Charges d'exploitation nettes	(145)	(622)	(767)	(332)		
Marge brute	33	(156)	(123)	(148)		
Volumes des ventes (kb)	9 839	9 891	19 730	3 235		
Revenus d'exploitation nets par baril	3,32	(15,74)	(6,24)	(45,69)		

Pour le semestre 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	777	3 780	4 557	1 229	2	5 788
Autres produits	21	2	23	2	6	31
Achats de pétrole brut et de produits	(176)	(43)	(219)	(34)	(2)	(255)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	2	(40)	(38)	(2)		
Montant brut réalisé	624	3 699	4 323	1 195		
Redevances	(10)	(50)	(60)	(38)	—	(98)
Frais de transport	(117)	(218)	(335)	(22)	—	(357)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	—	—	7		
Frais de transport nets	(117)	(218)	(335)	(15)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(249)	(1 775)	(2 024)	(1 134)	30	(3 128)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	45	284	329	123		
Charges d'exploitation nettes	(204)	(1 491)	(1 695)	(1 011)		
Marge brute	293	1 940	2 233	131		
Volumes des ventes (kb)	17 271	56 608	73 878	18 337		
Revenus d'exploitation nets par baril	16,98	34,28	30,23	7,11		

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 présents sommaires 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 semestre clos le 30 juin 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	653	1 854	2 507	692	—	3 199
Autres produits	7	7	14	—	1	15
Achats de pétrole brut et de produits	(274)	(16)	(290)	(22)	—	(312)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(4)	(26)	(30)	33		
Montant brut réalisé	382	1 819	2 201	703		
Redevances	(2)	(21)	(23)	(5)	—	(28)
Frais de transport	(124)	(179)	(303)	(27)	—	(330)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	14	14	13		
Frais de transport nets	(124)	(165)	(289)	(14)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(328)	(1 731)	(2 059)	(698)	34	(2 723)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	63	284	347	99		
Charges d'exploitation nettes	(265)	(1 447)	(1 712)	(599)		
Marge brute	(9)	186	177	85		
Volumes des ventes (kb)	22 080	39 890	61 970	13 503		
Revenus d'exploitation nets par baril	(0,45)	4,68	2,85	6,31		

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 des 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 présents sommaires des résultats d'exploitation.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Charges d'exploitation de Syncrude^{A)}

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

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le	
	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	30 juin 2016		31 déc. 2016
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	551	583	577	474	364	1 134	698	1 749
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(8)	(6)	(17)	(7)	3	(14)	(9)	(31)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	543	577	560	467	367	1 120	689	1 718
Volumes des ventes de Syncrude (kb)	5 549	12 788	17 205	16 906	3 235	18 337	13 503	47 614
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	97,80	45,15	32,55	27,65	113,55	61,05	51,20	35,95

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

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

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 des 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 des ventes (kbep)	6 228	5 432		
Revenus d'exploitation nets par baril	61,99	42,81		
Trimestre clos le 31 décembre 2016	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	325	374	43	742
Redevances	—	(83)	(12)	(95)
Frais de transport	(9)	(10)	(2)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(38)	(63)	(14)	(115)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	3	11		
Montant brut réalisé	281	229		
Volumes des ventes (kbep)	5 193	5 495		
Revenus d'exploitation nets par baril	54,01	41,75		

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 présents sommaires 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 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 des ventes (kbep)	5 247	3 987		
Revenus d'exploitation nets par baril	49,98	34,80		

Trimestre clos le 30 juin 2016	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	370	253	1	624
Redevances	—	(45)	—	(45)
Frais de transport	(13)	(8)	(1)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(37)	(68)	(11)	(116)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	5	8		
Montant brut réalisé	325	140		
Volumes des ventes (kbep)	6 661	4 052		
Revenus d'exploitation nets par baril	48,75	34,52		

Semestre clos le 30 juin 2017	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	799	733	240	1 772
Redevances	—	(162)	(82)	(244)
Frais de transport	(22)	(18)	(5)	(45)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(59)	(125)	(28)	(212)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	8	19		
Montant brut réalisé	726	447		
Volumes des ventes (kbep)	12 182	10 777		
Revenus d'exploitation nets par baril	59,56	41,44		

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 présents sommaires 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)

Semestre clos le 30 juin 2016	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	651	499	5	1 155
Redevances	—	(74)	—	(74)
Frais de transport	(26)	(17)	(2)	(45)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(80)	(153)	(28)	(261)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	11	20		
Montant brut réalisé	556	275		
Volumes des ventes (kbp)	13 213	9 367		
Revenus d'exploitation nets par baril	42,09	29,30		

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 des ventes (kbp)	23 653	18 849		
Revenus d'exploitation nets par baril	46,45	34,09		

Raffinage et commercialisation

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

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2016	
	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2017	30 juin 2016		
Marge brute ¹¹⁾	1 160	1 401	1 580	1 377	1 721	2 561	2 856	5 813
Autres produits	19	19	(10)	13	2	38	13	16
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(375)	(495)	(592)	(572)	(884)	(870)	(1 239)	(2 403)
Marge de raffinage	804	925	978	818	839	1 729	1 630	3 426
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	42 629	41 540	42 510	46 119	38 754	84 169	80 169	168 798
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	18,85	22,30	23,00	17,75	21,65	20,55	20,35	20,30
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	464	517	586	549	526	981	1 068	2 203
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(249)	(288)	(355)	(339)	(317)	(537)	(649)	(1 343)
Charge d'exploitation de raffinage	215	229	231	210	209	444	419	860
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	42 629	41 540	42 510	46 119	38 754	84 169	80 169	168 798
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	5,05	5,50	5,45	4,55	5,40	5,25	5,25	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 présents sommaires 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 (« E&P »)

Les revenus nets du secteur E&P sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur E&P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. 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 au volume des ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Pour 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolifères et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.



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

suncor.com