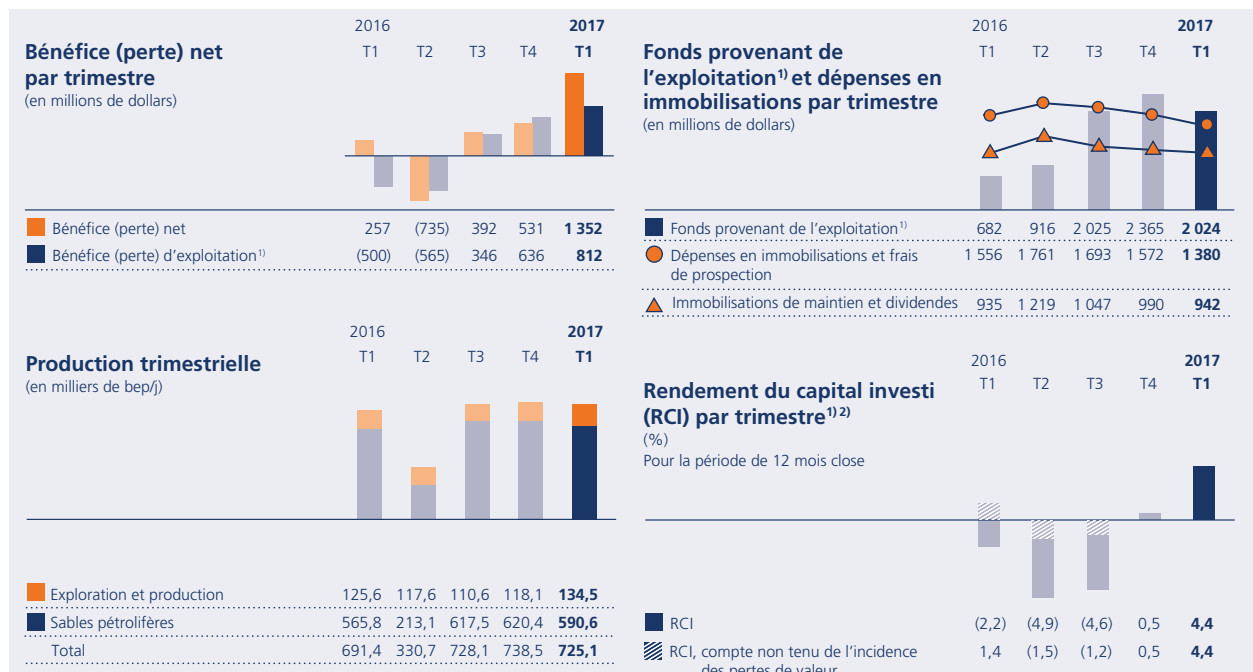


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE PREMIER TRIMESTRE DE 2017

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, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor daté du 26 avril 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 pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« Les activités de notre secteur Sables pétroliers et nos actifs extracôtiers ont affiché une production impressionnante et continué d'enregistrer de faibles charges d'exploitation, ce qui nous a permis de générer les flux de trésorerie par baril les plus enviables du secteur, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Notre secteur Raffinage et commercialisation a lui aussi connu un autre excellent trimestre, contribuant à hauteur de plus de 2,0 G\$ aux fonds provenant de l'exploitation à l'échelle de la Société. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,024 G\$ (1,21 \$ par action ordinaire), en raison surtout d'une hausse des prix du pétrole brut jumelée à une solide production en amont et de faibles charges d'exploitation à l'échelle de la Société. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui rendent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 1,628 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ a été de 812 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, de 1,352 G\$ (0,81 \$ par action ordinaire).
- La production du secteur Sables pétroliers s'est établie à 448 500 barils par jour (b/j), chiffre qui tient à une hausse de la production de pétrole brut synthétique à marge plus élevée en regard du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ (b) du secteur Sables pétroliers ont diminué pour s'établir à 22,55 \$ pour le premier trimestre de 2017, une amélioration de 7 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et de 20 % en regard du premier trimestre de 2015.
- La production de Syncrude a été en hausse par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, passant de 112 800 b/j à 142 100 b/j, du fait de la participation additionnelle acquise au cours de 2016, laquelle a été atténuée par un incident survenu à l'installation de Mildred Lake de Syncrude.
- Le secteur Exploration et production (E&P) a accru sa production à 134 500 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) en regard de 125 600 bep/j au premier trimestre de 2016.
- Le débit de traitement du brut dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») est passé de 420 900 b/j au premier trimestre de 2016 à 429 900 b/j pour le trimestre considéré.
- Suncor prévoit racheter jusqu'à 2,0 G\$ d'actions de la Société au cours des 12 prochains mois, ce qui témoigne de sa capacité à générer des flux de trésorerie et démontre la confiance envers la valeur sous-jacente de la Société.



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 positif de 1,4 %, négatif de 1,5 % et négatif de 1,2 % pour le premier, le deuxième et le troisième trimestre de 2016.

Résultats financiers

Pour le premier trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 812 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire), comparativement à une perte d'exploitation de 500 M\$ (0,33 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le trimestre a été marqué par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut ainsi que par une forte production en amont, un profit lié à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») pour le secteur R&C et une baisse des charges d'exploitation à l'échelle de la Société. La production accrue de Syncrude découlant des participations acquises en 2016 a été atténuée par les conséquences d'une baisse de production causée par un incident survenu à l'installation Mildred Lake de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis en hausse, à 2,024 G\$ (1,21 \$ par action ordinaire), comparativement à 682 M\$ (0,45 \$ par action ordinaire) au premier 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 1,352 G\$ (0,81 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2017, comparativement à 257 M\$ (0,17 \$ par action ordinaire) un an plus tôt. Le bénéfice net du premier trimestre de 2017 reflète un profit de change latent après impôt de 103 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit après impôt de 437 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de la participation dans le parc éolien de Cedar Point. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 885 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge après impôt de 38 M\$ relative aux coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») et d'une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ sur les dérivés de taux d'intérêt différés.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 725 100 bep/j pour le premier trimestre de 2017, par rapport à 691 400 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, hausse qui est avant tout attribuable à l'acquisition de la participation additionnelle de 41,74 % dans Syncrude au cours de 2016 ainsi qu'à l'accroissement de la production du secteur E&P, facteurs neutralisés en partie par l'incident survenu à l'installation de Mildred Lake de Syncrude vers la fin du premier trimestre. Syncrude a devancé les travaux de révision qu'elle planifiait pour le deuxième trimestre afin de limiter les effets de l'incident et s'attend à un retour à une cadence d'exploitation normale au deuxième trimestre.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 448 500 b/j au premier trimestre de 2017, contre 453 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ces deux trimestres ayant été caractérisés par une excellente fiabilité. La production de pétrole synthétique brut est passée de 322 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 322 800 b/j, hausse qui a été contrebalancée par une baisse de la production du bitume non valorisé. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères de 92 % au premier trimestre de 2016 a grimpé à 95 % pour le trimestre considéré du fait d'une diminution des travaux d'entretien non planifiés.

Au premier trimestre de 2017, les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 22,55 \$, comparativement à 24,25 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des charges d'exploitation qui a découlé des mesures de réduction des coûts qui demeurent au cœur des priorités de la Société et qui ont plus que contrebalancé les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et la baisse des volumes de production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 142 100 b/j au premier trimestre de 2017, comparativement à 112 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse est attribuable aux participations directes supplémentaires acquises au milieu du premier et du deuxième trimestre de 2016, qui ont été atténuées par l'incident survenu à l'installation vers la fin du premier trimestre de 2017, lequel a fait chuter à 75 % la fiabilité des installations de valorisation contre 89 % un an plus tôt. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont augmenté à 45,15 \$ au premier trimestre de 2017, en hausse par rapport à 31,35 \$ au premier trimestre de 2016, en raison d'une baisse de production combinée à une augmentation des coûts de maintenance et du coût d'approvisionnement en gaz naturel.

« L'excellence opérationnelle demeure tout en haut de notre liste de priorité et nous continuerons à chercher des façons de devenir plus efficaces, ce qui comprend la mise en œuvre de synergies régionales avec Syncrude, a déclaré Steve Williams. Nous avons été en mesure d'atténuer les effets de l'incident survenu à Syncrude grâce à la souplesse opérationnelle de Suncor, ce qui laisse présager les avantages futurs de l'intégration. »

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

Syncrude a établi un calendrier de réparation détaillé et un plan de remise en service qui comprend l'achèvement de travaux de révision planifiés qui ont été devancés afin d'atténuer les répercussions de l'interruption. La reprise des expéditions par pipelines à une capacité d'environ 50 % devrait avoir lieu au début du mois de mai, la production devant revenir à son plein régime d'ici la fin juin. L'installation fonctionne actuellement à des taux réduits et Suncor continuera de prêter main forte avec la gestion des stocks.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 134 500 bep/j au premier trimestre de 2017, en hausse par rapport à 125 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la production issue des nouveaux puits à Hibernia ainsi que de la fiabilité accrue et de l'optimisation des réservoirs de Terra Nova, facteurs en partie neutralisés par la déplétion naturelle à Buzzard.

Le débit moyen de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 429 000 b/j, comparativement à 420 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison d'une diminution des travaux de maintenance planifiés et de la performance accrue des raffineries d'Edmonton et de Montréal au premier trimestre de 2017. Le taux d'utilisation moyen des raffineries est passé de 91 % au premier trimestre de 2016 à 93 % au premier trimestre de 2017.

Mise à jour concernant la stratégie

La mise en œuvre rigoureuse du programme d'immobilisations de Suncor pour 2017 visera 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.

La construction du projet Fort Hills était achevée à plus de 80 % à la fin du premier trimestre de 2017, les actifs miniers, l'installation de traitement du minerai et les principales infrastructures ayant été déclarés prêts à l'exploitation au cours de la période. Les activités au cours du trimestre ont englobé en outre les travaux préparatoires d'extraction primaire aux fins du passage à la mise en exploitation et la poursuite du développement des facilités d'extraction secondaire. Les dépenses du premier trimestre de 2017 étaient également axées sur les activités de maintien préalable visant à soutenir l'exécution du plan de mine de Fort Hills et de gestion des résidus miniers après le début de la production.

D'importants progrès se sont poursuivis au projet Hebron au premier trimestre de 2017 et la plateforme achevée est prête à être acheminée au site définitif au deuxième trimestre. Les premiers barils sont toujours attendus à la fin de 2017. Les activités du premier trimestre comprenaient également les activités de forage de développement continu à Hibernia et White Rose.

« Des progrès notables ont continué d'être faits aux sites Hebron et Fort Hills, leur production de pétrole étant toujours prévue pour la fin de 2017, a déclaré Steve Williams. La plateforme Hebron sera acheminée au site de production comme prévu au deuxième trimestre, alors que les conditions météorologiques sont optimales. Le gros des activités de construction de Fort Hills étant maintenant chose du passé, nous poursuivrons la mise en service progressive du projet tout au long de l'année. »

La priorité pour le secteur Sables pétrolifères est toujours de veiller à la sécurité, à la fiabilité et à l'efficacité de l'exécution des activités au premier trimestre de 2017 et à la progression du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Les dépenses en immobilisations comprenaient aussi les travaux préliminaires aux activités de maintenance planifiées à l'usine de valorisation 2 ainsi que les travaux de révision à Firebag, qui devraient tous être menés à terme au deuxième trimestre de 2017.

Les dépenses de maintien de Syncrude au premier trimestre de 2017 ont été essentiellement affectées à des projets clés visant la fiabilité, la sécurité et l'environnement, notamment la progression des travaux de révision des installations de valorisation en réponse à l'incident survenu vers la fin du premier trimestre de 2017.

Au premier trimestre de 2017, la Société s'est entendue avec les autres propriétaires de Syncrude sur un cadre qui permettra de réduire les coûts d'exploitation, d'accroître la performance et de mettre en place des synergies régionales au moyen de l'intégration. L'incident survenu à Syncrude a accéléré la mise en œuvre des activités d'intégration, tout en mettant à profit la souplesse du réseau logistique de Suncor et ses capacités de traitement afin de gérer les volumes de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire de Syncrude pour faciliter la gestion des stocks, permettant ce faisant à certains actifs de Syncrude de fonctionner à des taux moindres et d'atténuer l'incidence des activités de redémarrage.

Suncor a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada et de sa participation dans le projet éolien de Cedar Point pour un produit total de 1,4 G\$ et un profit après impôt de 437 M\$. Après la clôture du premier trimestre, le produit de

la cession a servi à rembourser les billets à 6,10 % dont l'échéance était initialement prévue le 1^{er} juin 2018, d'un montant de 1,25 G\$ US.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Résultat net	1 352	257
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(103)	(885)
Profit sur cessions importantes ²⁾	(437)	—
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises ³⁾	—	90
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS ⁴⁾	—	38
Bénéfice (perte) d'exploitation¹⁾	812	(500)

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure non conforme aux PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Profit 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.
- 3) 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.
- 4) Coûts de transactions et charges connexes liées à l'acquisition de COS dans le secteur Siège social.

Prévisions de la Société

Suncor a revu ses prévisions de production et autres informations pour l'exercice 2017, publiées le 17 novembre 2016. Les prévisions pour l'exercice au complet concernant la production de Syncrude sont passées d'une fourchette de 150 000 b/j à 165 000 b/j à une fourchette de 135 000 b/j à 150 000 b/j et les prévisions pour l'exercice au complet concernant les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont passées d'une fourchette de 32,00 \$/b à 35,00 \$/b à une fourchette de 36,00 \$/b à 39,00 \$/b, ce qui reflète 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 95 000 bep/j à 105 000 bep/j à une fourchette de 110 000 bep/j à 120 000 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.

La fourchette prévisionnelle concernant les redevances à la Couronne de Syncrude est passée de 1-3 % à 3-6 %. 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.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après le 31 mars 2017, la Bourse de Toronto (« TSX ») a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de cette dernière de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin d'acheter et d'annuler jusqu'à 2,0 G\$ en actions de la Société au cours de la période allant du 2 mai 2017 au 1^{er} mai 2018, par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Le nombre réel d'actions ordinaires pouvant être achetées et le moment de ces rachats seront déterminés par Suncor. Suncor croit que, selon le cours des actions ordinaires en vigueur et d'autres facteurs pertinents, l'achat de ses propres actions constitue une occasion d'investissement intéressante, et est dans le plus grand intérêt de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'affecter sa trésorerie au rachat d'action se répercute sur sa stratégie de croissance à long terme.

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 avril 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 clos le 31 mars 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	5
2. Faits saillants du premier trimestre	7
3. Information financière consolidée	8
4. Résultats sectoriels et analyse	12
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	25
6. Situation financière et situation de trésorerie	27
7. Données financières trimestrielles	30
8. Autres éléments	32
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	33
10. Abréviations courantes	38
11. Énoncés prospectifs	39

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^3e 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^3e , 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 PREMIER TRIMESTRE

- **Résultats financiers du premier trimestre.**
 - Suncor a enregistré un bénéfice net de 1,352 G\$ pour le premier trimestre de 2017, en comparaison de 257 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier 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 après impôt de 437 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point ainsi que d'un profit de change latent après impôt de 103 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 885 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge après impôt de 38 M\$ liée à l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») et aux coûts d'intégration connexes et d'une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ sur les dérivés de taux d'intérêt.
 - Pour le premier trimestre de 2017, la Société a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 812 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 500 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la solide production dégagée en amont, de même qu'au profit lié à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») et à la diminution des charges d'exploitation pour l'ensemble des activités de la Société. La hausse du volume de production provenant de Syncrude qui a résulté de l'acquisition de participations directes en 2016 a été partiellement neutralisée par l'incidence de la baisse de la production qu'a occasionnée un incident survenu à l'installation de Mildred Lake de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017.
 - Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,024 G\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison de 682 M\$ au premier trimestre de 2016, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation 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 1,628 G\$ pour le premier trimestre de 2017, contre 48 M\$ pour le premier trimestre de 2016.
- **La production de 448 500 barils enregistrée par le secteur Sables pétrolifères reflète le maintien d'une fiabilité élevée et le faible volume de travaux de maintenance planifiés.** La production du premier trimestre de 2017 rend compte d'une hausse du volume de pétrole brut synthétique, qui s'est élevé à 332 800 b/j, en comparaison de 322 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrées en moyenne à 22,55 \$/b pour le trimestre, en baisse par rapport à celles de 24,25 \$/b enregistrées au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Cette amélioration est attribuable aux efforts soutenus déployés pour réduire les coûts ainsi qu'à la solide production dégagée.
- **La production de Syncrude a augmenté, passant de 112 800 b/j à 142 100 b/j.** Cette hausse est attribuable aux participations supplémentaires acquises au milieu du premier trimestre et au deuxième trimestre de 2016, partiellement contrebalancées par l'incident survenu à une installation vers la fin du premier trimestre de 2017.
- **La production du secteur Exploration et production (« E&P ») s'est accrue pour atteindre 134 500 bep/j, en comparaison de 125 600 bep/j au premier trimestre de 2016.** La production issue des nouveaux puits à Hibernia ainsi que l'amélioration de la fiabilité et l'optimisation des réservoirs à Terra Nova ont été partiellement neutralisées par la déplétion naturelle à Buzzard.
- **Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour atteindre 429 900 b/j, contre 420 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Cette hausse est attribuable à la diminution de la quantité de travaux de maintenance planifiés.
- **Le projet Fort Hills est maintenant achevé à hauteur de plus de 80 %, d'importants jalons ayant été franchis au cours du trimestre.** Au premier trimestre de 2017, les actifs miniers, l'installation de traitement du minerai et les principales infrastructures ont été déclarés prêts pour l'exploitation.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- **Suncor a conclu la vente de ses activités liées aux lubrifiants et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point, ce qui a donné lieu à un profit après impôt de 437 M\$.** La Société a tiré de ces cessions un produit total de 1,4 G\$, qu'elle a utilisé après la clôture du trimestre pour rembourser une dette de 1,25 G\$ US devant initialement arriver à échéance le 1^{er} juin 2018.
- **Suncor annonce un programme de rachat d'actions.** La Société compte racheter une tranche d'au plus 2,0 G\$ de ses actions au cours des 12 prochains mois, ce qui témoigne de sa capacité à générer des flux de trésorerie et de sa confiance dans sa valeur sous-jacente.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** La Société a versé à ses actionnaires des dividendes de 534 M\$ au premier trimestre de 2017.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Résultat net		
Sables pétrolifères	302	(524)
Exploration et production	172	(34)
Raffinage et commercialisation	829	241
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	49	574
Total	1 352	257
Résultat d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	302	(524)
Exploration et production	172	(34)
Raffinage et commercialisation	475	241
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(137)	(183)
Total	812	(500)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	1 109	263
Exploration et production	481	261
Raffinage et commercialisation	575	404
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(141)	(246)
Total	2 024	682
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾		
Maintien	399	471
Croissance	807	944
Total	1 206	1 415

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 mars 2016
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	3 132	1 559

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	
	2017	31 mars 2016
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	590,6	565,8
Exploration et production (kbep/j)	134,5	125,6
Total (kbep/b)	725,1	691,4
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	93	91
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	429,9	420,9

Résultat net

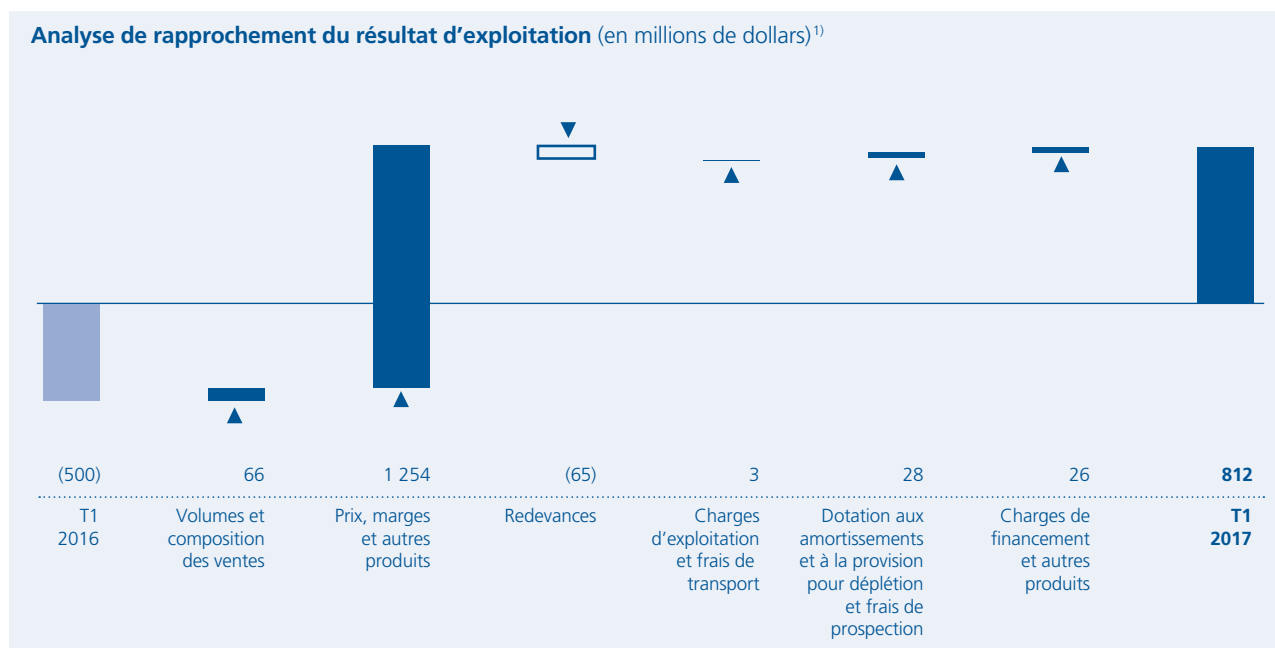
La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 1,352 G\$ pour le premier trimestre de 2017, en comparaison de 257 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation 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 103 M\$ pour le premier trimestre de 2017, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 885 M\$ pour le premier trimestre de 2016.
- Au premier trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur R&C, un profit après impôt de 354 M\$ découlant de la vente de ses activités liées aux lubrifiants et, à l'égard du secteur Siège social, un profit après impôt de 83 M\$ lié à la vente de sa participation dans le parc éolien Cedar Point.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Siège social, une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit, à l'égard de son secteur Siège social, des charges après impôt de 38 M\$ liées à l'acquisition et à l'intégration de COS.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Résultat net	1 352	257
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(103)	(885)
Profit sur cession importante ²⁾	(437)	—
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ³⁾	—	90
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS ⁴⁾	—	38
Résultat d'exploitation¹⁾	812	(500)

- 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) 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.
- 3) 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.
- 4) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de COS dans le secteur Siège social.



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

Pour le premier trimestre de 2017, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 812 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 500 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la solide production dégagée en amont, de même qu'au profit lié à la méthode PEPS dans le secteur R&C et à la diminution des charges d'exploitation pour l'ensemble des activités de la Société. La hausse du volume de production provenant de Syncrude qui a résulté des participations directes acquises en 2016 a été partiellement neutralisée par l'incidence de la baisse de la production qu'a occasionnée l'incident survenu à l'installation de Mildred Lake de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Sables pétrolifères	15	22
Exploration et production	2	2
Raffinage et commercialisation	9	16
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	46	62
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	72	102

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a diminué pour s'établir à 72 M\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison de 102 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une baisse du cours de l'action au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les paiements fondés sur des actions en trésorerie se sont établis à 348 M\$ pour le premier trimestre de 2017, en comparaison de 292 M\$ pour le 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	
		2017	31 mars 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	51,85	33,50
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	53,75	33,90
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,05	8,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	64,25	34,50
WCS à Hardisty	\$ US/b	37,30	19,30
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,55	14,25
Condensat à Edmonton	\$ US/b	52,20	34,45
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,70	1,85
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	22,40	18,10
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,55	11,75
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,15	9,10
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,45	13,00
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,00	11,05
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,73
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	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 premier 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 33,50 \$ US/b au premier trimestre de 2016 à 51,85 \$ 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 64,25 \$/b, alors qu'il était de 34,50 \$/b au premier trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 37,30 \$ US/b, alors qu'il était de 19,30 \$ US/b au premier 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 53,75 \$ US/b au premier trimestre de 2017, en comparaison de 33,90 \$ 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 2,70 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2017, en hausse comparativement à 1,85 \$ 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 le secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir en moyenne à 22,40 \$/MWh au premier trimestre de 2017, comparativement à 18,10 \$/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 premier trimestre de 2017, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change ayant augmenté pour s'établir à 0,76 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,73 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au premier trimestre de 2017 par rapport à ceux obtenus au premier trimestre de 2016.

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

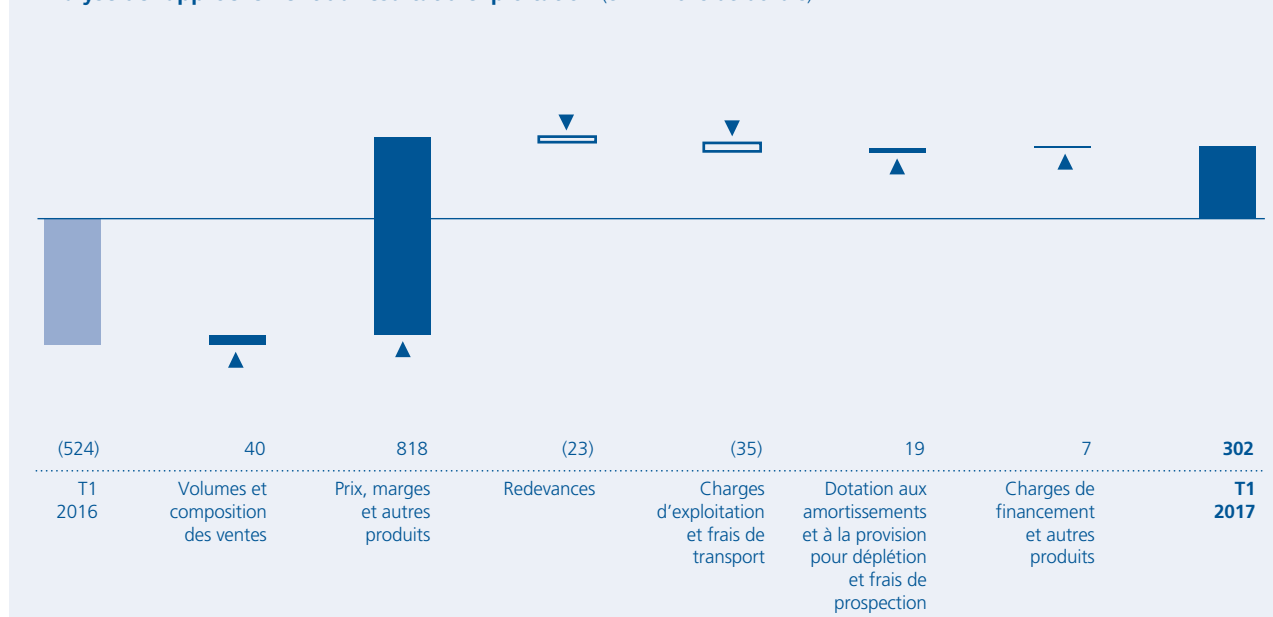
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Produits bruts	3 290	2 039
Moins les redevances	(61)	(19)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 229	2 020
Résultat net	302	(524)
Résultat d'exploitation ¹⁾	302	(524)
<i>Sables pétrolifères</i>	293	(517)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	9	(7)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	1 109	263

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

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



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

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 293 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 517 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut qui a découlé de la hausse des cours de référence et à la diminution des charges d'exploitation et des coûts de maintenance qui a résulté des mesures de réduction des coûts que la Société a continué de mettre en œuvre, partiellement contrebalancées par la hausse des coûts du gaz naturel qui a découlé de l'augmentation des cours de référence du gaz naturel.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 9 M\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 7 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et par l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016, partiellement neutralisées par les répercussions de l'incident survenu à l'installation de Mildred Lake de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017 et par la hausse des charges d'exploitation qui a résulté de l'augmentation des coûts de maintenance et de la hausse du coût d'approvisionnement en gaz naturel.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	332,8	322,3
Bitume non valorisé	115,7	130,7
Sables pétrolifères	448,5	453,0
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	142,1	112,8
Total	590,6	565,8

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 448 500 b/j au premier trimestre de 2017, en comparaison de 453 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production des deux trimestres reflétant une forte fiabilité. La production de pétrole brut synthétique s'est accrue pour s'établir à 332 800 b/j, contre 322 300 b/j au premier trimestre de 2016, et a été contrebalancée par une diminution connexe du bitume non valorisé. Le taux d'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est amélioré pour atteindre 95 %, contre 92 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution de la quantité de travaux de maintenance non planifiés.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	124,9	132,2
Diesel	30,3	24,8
Pétrole brut synthétique sulfureux	176,4	172,7
Produits valorisés	331,6	329,7
Bitume non valorisé	104,9	134,5
Sables pétrolifères	436,5	464,2
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	142,1	112,8
Total	578,6	577,0

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 436 500 b/j au premier trimestre de 2017, en comparaison de 464 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation des volumes expédiés sur la côte américaine du golfe du Mexique en 2017, ce qui a occasionné un plus grand délai de livraison du produit au marché.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 142 100 b/j au premier trimestre de 2017, en comparaison de 112 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable aux participations directes supplémentaires acquises au premier trimestre de 2016 et au deuxième trimestre de 2016, partiellement contrebalancées par la baisse de la production qu'a occasionnée l'incident survenu à une installation vers la fin du premier trimestre de 2017. Par suite de l'incident, le taux de fiabilité des installations de valorisation de Syncrude a diminué pour s'établir à 75 %, en comparaison de 89 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Syncrude a établi un calendrier de réparation détaillé et un plan de remise en service qui comprend l'achèvement de travaux de révision planifiés qui ont été devancés afin d'atténuer les répercussions de l'interruption. La reprise des expéditions par pipelines à une capacité d'environ 50 % devrait avoir lieu au début du mois de mai, la production devant revenir à son plein régime d'ici la fin juin. L'installation fonctionne actuellement à des taux réduits et Suncor continuera de prêter main forte avec la gestion des stocks.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	311,1	304,0
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	469,1	449,4
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,66	0,68
Production <i>in situ</i>		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	202,8	199,0
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	35,6	36,8
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	238,4	235,8
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	549,5	539,8
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,0	2,8

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au premier trimestre de 2017 pour s'établir à 549 500 b/j, en comparaison de 539 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la production accrue provenant des activités *in situ* et du secteur Sables pétrolifères – Activités de base attribuable à une grande fiabilité.

Le ratio vapeur-pétrole de Firebag s'est établi à 2,7, ce qui avoisine celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent. À Mackay River, le ratio vapeur-pétrole a augmenté pour s'établir à 3,0, en comparaison de 2,8 au premier trimestre de 2016, en raison des besoins additionnels en vapeur liés à une nouvelle plateforme de puits.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique et diesel	62,40	39,44
Bitume	28,46	6,43
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	54,24	29,87
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,98)	(16,20)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères		
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	65,99	44,07
Syncrude, par rapport au WTI	(2,23)	(2,00)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 54,24 \$/b au premier trimestre de 2017, en comparaison de 29,87 \$/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 de la plus grande proportion de pétrole brut synthétique produit au premier trimestre de 2017.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 65,99 \$/b au premier trimestre de 2017, comparativement à 44,07 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI. L'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique est attribuable en partie à l'incident survenu à Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017 et n'a pas influé de manière significative sur les prix obtenus pour la production de Syncrude.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix du bitume et de la production supplémentaire qui a résulté de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'acquisition de participations directes supplémentaires dans Syncrude en 2016 et de la hausse des coûts de maintenance et des coûts d'approvisionnement en gaz naturel pour l'ensemble du secteur Sables pétrolifères, partiellement contrebalancées par l'incidence des mesures de réduction des coûts liés au secteur Sables pétrolifères mises en œuvre par Suncor. Les charges d'exploitation totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué de plus de 10 % au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Se reporter à la rubrique « Rapprochement des charges d'exploitation décaissées » ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection du premier 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 actifs du secteur Sables pétrolifères et par la baisse des frais de prospection.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 553	1 435
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(583)	(334)
Coûts non liés à la production ²⁾	(21)	(33)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(49)	(31)
Variations des stocks	11	(38)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères	911	999
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	22,55	24,25
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	583	334
Coûts non liés à la production ²⁾	(6)	(12)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude	577	322
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude (\$/b)	45,15	31,35

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 minéral.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué au premier trimestre de 2017 pour s'établir à 22,55 \$, en comparaison de 24,25 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des charges d'exploitation et des coûts de maintenance qui a découlé des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, en partie contrebalancée par la hausse du coût d'approvisionnement en gaz naturel. Les

charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué, passant de 999 M\$ au premier trimestre de 2016 à 911 M\$.

Au premier trimestre de 2017, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a découlé d'une baisse du cours de l'action de la Société au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Pour le premier 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 premier trimestre de 2016, en raison essentiellement de l'amélioration du prix de vente de l'électricité produite par les installations de cogénération.

Les variations des stocks au premier trimestre de 2017 reflètent une accumulation des stocks, en comparaison d'un prélèvement important sur les stocks au premier trimestre de 2016, ce qui s'explique par l'augmentation des volumes expédiés sur la côte américaine du golfe du Mexique au premier trimestre de 2017 et par le plus grand délai de livraison du produit qui en a résulté.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont augmenté au premier trimestre de 2017 pour s'établir à 45,15 \$, en comparaison de 31,35 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la baisse de la production qu'a occasionnée l'incident survenu à l'installation de Mildred Lake vers la fin du premier trimestre de 2017 et par l'augmentation des charges d'exploitation décaissées qui a découlé de la hausse du volume de travaux de maintenance et de l'augmentation des coûts d'approvisionnement en gaz naturel. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées totales de Syncrude a augmenté, passant de 322 M\$ au premier trimestre de 2016 à 577 M\$, en raison des participations directes supplémentaires dans Syncrude acquises en 2016 et de la hausse des charges d'exploitation.

Travaux de maintenance planifiés

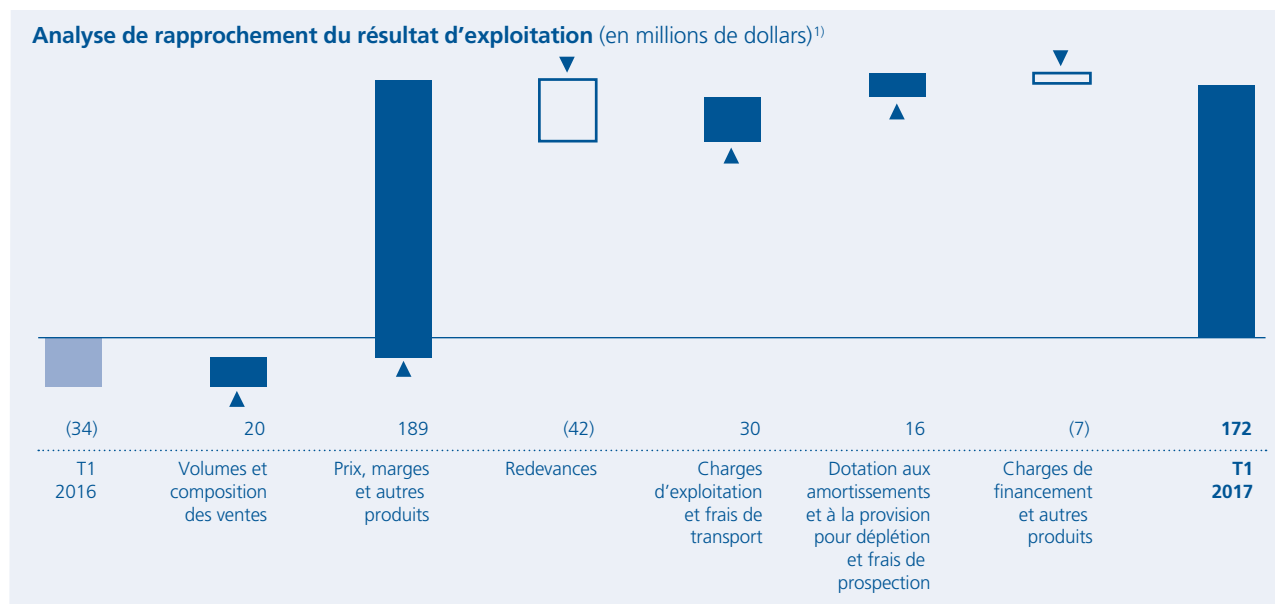
La Société compte mener des travaux de maintenance à l'usine de valorisation 2 et des travaux de révision à Firebag au deuxième trimestre de 2017. Les prévisions de la Société pour 2017 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Produits bruts	920	531
Moins les redevances	(123)	(29)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	797	502
Résultat net	172	(34)
Résultat d'exploitation ¹⁾	172	(34)
<i>E&P Canada</i>	17	(19)
<i>E&P International</i>	155	(15)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	481	261

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 17 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 19 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'amélioration est principalement attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et à la baisse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancées par l'augmentation des frais de prospection et par la hausse des redevances qui a découlé à la fois de l'augmentation des prix du pétrole brut et de l'accroissement de la production de pétrole brut.

Le secteur E&P International a inscrit un bénéfice d'exploitation de 155 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 15 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration résulte principalement de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, de la baisse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, de la diminution des charges d'exploitation et de la production accrue en Libye, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production à Buzzard.

Volumes de production

	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
E&P Canada		
Terra Nova (kb/j)	14,7	12,8
Hibernia (kb/j)	30,3	24,1
White Rose (kb/j)	13,1	13,7
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,8	3,0
	60,9	53,6
E&P International		
Buzzard (kbep/j)	49,0	53,4
Golden Eagle (kbep/j)	20,2	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	69,2	72,0
Libye (kb/j)	4,4	—
	73,6	72,0
Production totale (kbep/j)	134,5	125,6
Composition (liquides/gaz) (%)	97/3	96/4

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 60 900 bep/j au premier trimestre de 2017, en comparaison de 53 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse de la production qui a été enregistrée à Hibernia en raison des nouveaux puits qui sont entrés en service en 2016 et à Terra Nova en raison de l'optimisation des réservoirs et de l'amélioration de la fiabilité.

La production du secteur E&P International s'est établie en moyenne à 73 600 bep/j au premier trimestre de 2017, en comparaison de 72 000 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'accroissement de la production à Golden Eagle et en Libye ayant compensé la déplétion naturelle à Buzzard.

Prix obtenus

	Trimestres clos les	
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2017	31 mars 2016
Exploration et production		
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	68,03	44,49
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	2,48	1,36
E&P International (\$/bep)	65,74	41,05

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

Redevances

Les redevances ont été plus élevées au premier trimestre de 2017 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et par la hausse de la production du secteur E&P Canada.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué au premier trimestre de 2017 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la mise en œuvre continue de mesures de réduction des coûts, par la diminution des coûts de maintenance planifiés ainsi que par l'incidence favorable des taux de change sur les charges engagées au Royaume-Uni, le dollar canadien s'étant apprécié d'environ 20 % par rapport à la livre sterling d'un trimestre à l'autre.

Les frais de prospection ont augmenté au premier trimestre de 2017, en raison des charges supplémentaires liées aux travaux de forage portant sur le bassin Shelburne, au large de la côte Est du Canada, qui ont été menés pour l'essentiel vers la fin de 2016.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des taux de déplétion à Buzzard, partiellement contrebalancée par la hausse de la production sur la côte Est du Canada.

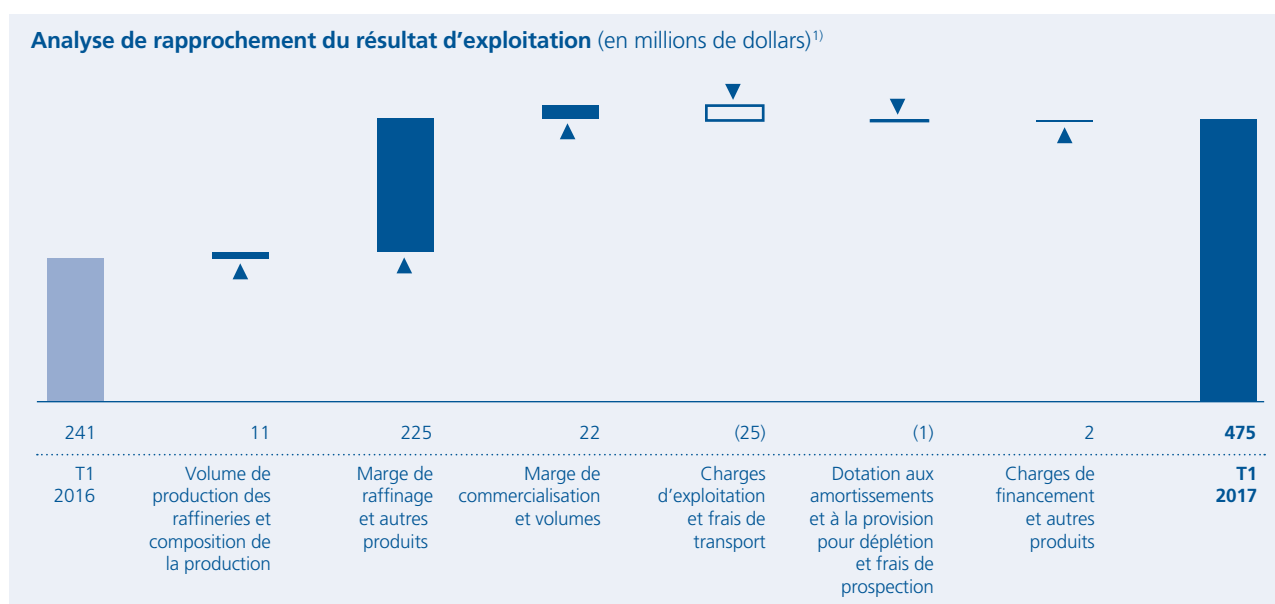
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Produits d'exploitation	4 653	3 591
Résultat net	829	241
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Profit sur cession importante ¹⁾	(354)	—
Résultat d'exploitation ²⁾	475	241
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	<i>394</i>	<i>175</i>
<i>Activités de commercialisation</i>	<i>81</i>	<i>66</i>
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	575	404

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 secteur Raffinage et approvisionnement a inscrit un bénéfice d'exploitation de 394 M\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison de 175 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable à la comptabilisation d'un profit lié à la méthode PEPS, en comparaison d'une perte liée à la méthode PEPS au trimestre correspondant de l'exercice précédent, à l'amélioration des marques de craquage de référence, à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries et des ventes de pétrole brut, partiellement contrebalancées par le rétrécissement des écarts liés à l'emplacement des produits et des écarts de prix du brut.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 81 M\$ pour le premier trimestre de 2017, en comparaison de 66 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est

attribuable à l'augmentation des volumes et des marges enregistrés dans le réseau de ventes en gros de l'ouest de l'Amérique du Nord et à l'amélioration des marges enregistrées dans le réseau de ventes au détail.

Suncor a conclu la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada au cours du trimestre. Ce groupe a contribué au bénéfice net à hauteur de 8 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 11 M\$ au premier trimestre de 2017, tandis qu'il avait contribué au bénéfice net à hauteur de 13 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 28 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	214,6	212,1
Ouest de l'Amérique du Nord	215,3	208,8
Total	429,9	420,9
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	97	96
Ouest de l'Amérique du Nord	90	87
Total	93	91
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	229,9	230,2
Distillat	192,3	172,1
Autres	85,8	87,2
Total	508,0	489,5
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	22,30	19,10
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	5,50	5,10

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

2) 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 établi à 429 900 b/j au premier trimestre de 2017, contre 420 900 b/j au premier trimestre de 2016. Dans l'est de l'Amérique du Nord, le volume de pétrole brut traité au premier trimestre de 2017 a avoisiné celui traité au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'excellente fiabilité enregistrée au cours des deux périodes. Le volume moyen de pétrole brut traité dans l'ouest de l'Amérique du Nord a augmenté pour s'établir à 215 300 b/j au premier trimestre de 2017, en comparaison de 208 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à l'augmentation du débit de traitement à Edmonton qui a découlé de l'amélioration du rendement des actifs, partiellement contrebalancée par la diminution de la production à Commerce City qui a résulté d'une panne d'électricité survenue aux installations d'un tiers. Le débit de traitement du premier trimestre de 2016 reflétait l'incidence de travaux de maintenance planifiés exécutés à Commerce City.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 508 000 b/j au premier trimestre de 2017, en hausse par rapport à celles de 489 500 b/j enregistrées au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation du volume de ventes en gros qui a découlé de l'amélioration de la conjoncture du marché de l'ouest de l'Amérique du Nord.

Prix et marges

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

- Une amélioration des marges de craquage de raffinage de référence, partiellement contrebalancée par un rétrécissement des écarts liés à l'emplacement des produits et des écarts de prix du brut.
- Au premier trimestre de 2017, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une hausse du résultat d'exploitation de 43 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation d'environ 192 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une variation favorable de 235 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Les marges de commercialisation du premier trimestre de 2017, compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants réalisée au premier trimestre de 2017, ont été supérieures aux marges du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'amélioration des marges dégagées sur les ventes en gros et les ventes au détail.

Charges et autres facteurs

Compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants, les charges d'exploitation ont augmenté au premier trimestre de 2017 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix des marchandises et des volumes et de l'augmentation des coûts de maintenance des raffineries, laquelle explique la hausse des charges d'exploitation par baril des raffineries par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Travaux de maintenance planifiés

La Société compte entreprendre des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Montréal au deuxième trimestre de 2017. Les prévisions de la Société pour 2017 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Résultat net	49	574
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(103)	(885)
Profit sur cession importante ¹⁾	(83)	—
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ²⁾	—	90
Coûts liés à l'acquisition de COS et charges connexes ³⁾	—	38
Résultat d'exploitation ⁴⁾	(137)	(183)
Énergie renouvelable	(2)	10
Négociation de l'énergie	(11)	(2)
Siège social	(140)	(226)
Éliminations	16	35
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	(141)	(246)

- 1) Profit après impôt lié à la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.
- 2) 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.
- 3) Coûts de transactions et charges connexes liés à l'acquisition de COS, après impôt.
- 4) 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	
	2017	31 mars 2016
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	87	149

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

Le secteur de l'énergie renouvelable a inscrit une perte d'exploitation de 2 M\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison d'un produit d'exploitation de 10 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à une perte de valeur comptabilisée à l'égard de l'une des centrales éoliennes de la Société, de même qu'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.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont enregistré une perte d'exploitation de 11 M\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 2 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le rétrécissement des écarts de prix du brut et par la volatilité des prix du pétrole brut enregistrée au cours de la période. Les activités de négociation du gaz naturel ont continué d'influer favorablement sur le résultat net au premier trimestre de 2017, les prix ayant été à la hausse tout au long du trimestre.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 140 M\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison d'une perte d'exploitation de 226 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement 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, par un profit réalisé sur des swaps de taux d'intérêt différés, par la hausse des intérêts incorporés à l'actif et par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au premier trimestre de 2017, la Société a incorporé une tranche de 174 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 141 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 premier trimestre de 2017, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 16 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 35 M\$ au premier trimestre de 2016. Cette diminution est attribuable à l'amélioration des marges bénéficiaires, partiellement contrebalancée par la diminution des niveaux des stocks intersectoriels.

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	
	2017	31 mars 2016
Sables pétrolifères	1 059	1 107
Exploration et production	227	271
Raffinage et commercialisation	92	172
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	2	6
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 380	1 556
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(174)	(141)
	1 206	1 415

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2017		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	183	69	252
<i>Activités in situ</i>	54	6	60
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	65	555	620
Exploration et production	3	177	180
Raffinage et commercialisation	92	—	92
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	2	—	2
	399	807	1 206

- Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 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.
- 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 premier trimestre de 2017, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,206 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du premier trimestre de 2017 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la rigueur dont a fait preuve la Société au chapitre de la mise en œuvre de son programme de dépenses en immobilisations, par la baisse du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés par le secteur R&C et par la diminution des dépenses engagées à Fort Hills après le pic des travaux de construction observé en 2016 et le passage graduel à la mise en exploitation. La quote-part de Suncor dans les dépenses en immobilisations de Syncrude a augmenté par suite de l'acquisition de participations directes supplémentaires en 2016. L'activité du premier 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 252 M\$ au premier trimestre de 2017. La majeure partie de ce montant a été affecté aux activités de maintien. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les activités de planification préliminaires liées aux travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 2 qui devraient être exécutés au deuxième trimestre de 2017. 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.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 60 M\$. De ce montant, une tranche de 54 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses liées à la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River, de même que des activités de planification préliminaires liées à des travaux de révision qui devraient être exécutés à Firebag au deuxième trimestre de 2017.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 620 M\$. De ce montant, une tranche de 555 M\$ représente des dépenses en immobilisations de croissance et une tranche de 65 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 80 %. D'importants jalons ont été franchis au cours de la période, notamment la mise en exploitation des actifs miniers, de l'installation de traitement du minerai et des principales infrastructures. Les activités du trimestre ont aussi compris la préparation des installations d'extraction primaire en vue du début de l'exploitation et la poursuite des travaux d'aménagement des installations d'extraction secondaire.

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

La quote-part des dépenses de maintien de Syncrude a augmenté au premier trimestre de 2017. La majeure partie de ces dépenses ont été affectées au maintien des actifs et à l'exécution du plan de gestion des résidus miniers, notamment à l'avancement des activités liées à la révision des installations de valorisation, initialement prévue pour le deuxième trimestre de 2017.

Exploration et production

D'importants progrès ont été réalisés à l'égard du projet Hebron au premier trimestre de 2017, la plateforme étant maintenant achevée et prête à être acheminée jusqu'à son emplacement final, ce qui devrait avoir lieu au deuxième trimestre. Les premiers barils de pétrole issus du projet sont toujours attendus vers la fin de 2017. Les dépenses de croissance du secteur E&P ont aussi compris des travaux de forage de développement à Hibernia et à White Rose.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 92 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités et aux améliorations des activités de vente au détail, notamment des 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 2 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2017	31 mars 2016
Rendement du capital investi¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	4,4	(2,2)
Compte tenu des projets majeurs en cours	3,5	(1,9)
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation²⁾ (en nombre de fois)	1,8	2,5
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	2,2	(1,0)
Base des fonds provenant de l'exploitation ²⁾⁴⁾	8,4	7,9

- 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 4,8 G\$ à 5,2 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de vente, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté pour s'établir à 3,577 G\$ au premier trimestre de 2017, en comparaison de 3,016 G\$ au 31 décembre 2016. Cette augmentation est principalement attribuable au produit tiré de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point et au fait que les fonds provenant de l'exploitation ont été supérieurs au total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection et aux fonds requis pour le versement de dividendes. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le remboursement d'une dette à court terme de 511 M\$ et par les variations du fonds de roulement hors trésorerie.

Au 31 mars 2017, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 14 jours.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 7,014 G\$ au 31 mars 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, partiellement contrebalancée par le remboursement d'une dette à court terme de 511 M\$. Comme les dépenses en immobilisations liées aux projets de croissance d'envergure avaient commencé à diminuer, la Société a déterminé que la facilité de crédit annulée n'était plus nécessaire pour répondre à ses besoins de liquidités et que son annulation permettrait 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.

Après la clôture du premier trimestre de 2017, Suncor a remboursé des billets à 6,10 % d'un montant de 1,25 G\$ US devant initialement arriver à échéance le 1^{er} juin 2018. Le remboursement a été financé en majeure partie par le produit tiré des cessions d'actifs réalisées au premier trimestre de 2017.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 mars 2017, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 27,0 % (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)	31 mars 2017	31 décembre 2016
Dette à court terme	748	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	54	54
Dette à long terme	15 991	16 103
Dette totale	16 793	17 430
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	3 577	3 016
Dette nette	13 216	14 414
Capitaux propres	45 516	44 630
Dette totale majorée des capitaux propres	62 309	62 060
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	27,0	28,1

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2017
Dette totale au 31 décembre 2016	17 430
Diminution de la dette à court terme	(511)
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	(126)
Dette totale au 31 mars 2017	16 793
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 mars 2017	3 577
Dette nette au 31 mars 2017	13 216

La dette de la Société a diminué au premier trimestre en raison du remboursement d'une dette à court terme de 511 M\$ et de l'incidence des taux de change favorables sur la dette libellée en dollars américains. L'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie dont il est question plus haut a également contribué à diminuer la dette nette de la Société au premier trimestre de 2017.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 mars 2017
Actions ordinaires	1 669 215
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 729
Options sur actions ordinaires – non exerçables	14 470

Au 21 avril 2017, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 669 326 509 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 36 179 293. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Après le 31 mars 2017, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté un avis déposé par Suncor indiquant l'intention de cette dernière de lancer une offre publique de rachat dans le cadre normal des activités (l'« offre publique de rachat ») afin de racheter des actions par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis d'intention stipule que Suncor est autorisée à 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. En vertu de l'offre publique de rachat, Suncor 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.

Suncor n'a racheté aucune action dans le cadre d'une offre publique de rachat dans le cours normal des activités au cours des 12 derniers mois. Les porteurs de titres de Suncor peuvent obtenir gratuitement un exemplaire de l'avis en communiquant avec la Société.

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 600 M\$ (montant non actualisé) au cours du trimestre clos le 31 mars 2017, en raison du remboursement d'une dette à court terme effectué au premier trimestre de 2017 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.

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 au premier trimestre de 2017.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	590,6	620,4	617,5	213,1	565,8	470,6	458,4	448,7
Exploration et production	134,5	118,1	110,6	117,6	125,6	112,3	107,7	111,2
	725,1	738,5	728,1	330,7	691,4	582,9	566,1	559,9
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 818	7 840	7 409	5 914	5 644	6 499	7 485	8 095
Autres produits (pertes)	25	301	(15)	(58)	(67)	94	72	49
	7 843	8 141	7 394	5 856	5 577	6 593	7 557	8 144
Résultat net	1 352	531	392	(735)	257	(2 007)	(376)	729
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50
Résultat d'exploitation¹⁾	812	636	346	(565)	(500)	(26)	410	906
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,49	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,02)	0,28	0,63
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 024	2 365	2 025	916	682	1 294	1 882	2 155
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,21	1,42	1,22	0,58	0,45	0,90	1,30	1,49
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 628	2 791	1 979	862	48	1 443	2 771	1 794
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,98	1,68	1,19	0,54	0,03	1,00	1,92	1,24
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)	0,6	5,1	7,2
Profit (perte) de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	103	(222)	(112)	(27)	885	(382)	(786)	178
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,32	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,29	0,28
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	40,83	43,90	36,42	35,84	36,17	35,72	35,69	34,40
Bourse de New York (\$ US)	30,75	32,69	27,78	27,73	27,81	25,80	26,72	27,52

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)		31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	51,85	49,35	44,95	45,60	33,50	42,15	46,45	57,95
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	53,75	49,50	45,85	45,60	33,90	43,70	50,30	61,95
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,05	6,70	6,80	7,65	8,95	10,35	8,50	8,15
MSW à Edmonton	\$ CA/b	64,25	62,00	55,10	55,80	34,50	53,55	56,55	68,05
WCS à Hardisty	\$ US/b	37,30	35,00	31,45	32,30	19,30	27,70	33,25	46,35
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,55	14,35	13,50	13,30	14,25	14,50	13,20	11,60
Condensat à Edmonton	\$ US/b	52,20	48,35	43,05	44,10	34,45	41,65	44,20	57,95
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,70	3,10	2,30	1,40	1,85	2,45	2,90	2,55
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	22,40	21,95	17,90	14,90	18,10	21,20	26,05	57,25
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,55	14,35	14,00	16,10	11,75	13,60	22,25	23,85
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,15	10,55	14,15	16,65	9,10	13,90	23,95	20,30
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,45	14,95	18,75	19,30	13,00	17,90	28,75	32,55
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	14,00	13,15	14,50	14,85	11,05	11,05	21,55	22,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,75	0,77	0,78	0,73	0,75	0,76	0,81
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,74	0,76	0,77	0,77	0,72	0,75	0,80

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 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.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur R&C.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

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 12 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le

31 mars 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 31 mars 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 31 mars 2017, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 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 avril 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 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 de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

cours d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Périodes de 12 mois closes les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2017	2016
Ajustements du résultat net			
Résultat net		1 540	(1 408)
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		258	104
Charge d'intérêts nette		278	309
	A	2 076	(995)
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		14 880	9 522
Capitaux propres		42 935	41 272
		57 815	50 794
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		13 216	14 880
Capitaux propres		45 516	42 935
		58 732	57 815
Capital moyen investi	B	58 789	52 289
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	3,5	(1,9)
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	11 018	7 871
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	4,4	(2,2)

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 extracôtières 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 31 mars 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 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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	302	(524)	172	(34)	829	241	49	574	1 352	257
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	941	917	284	356	160	170	37	29	1 422	1 472
Impôt sur le résultat différé	9	(36)	(59)	(73)	(9)	(9)	47	53	(12)	(65)
Augmentation des passifs	49	45	10	17	2	2	—	—	61	64
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(109)	(921)	(109)	(921)
Variation de la juste valeur des instruments dérivés et des stocks de négociation	(7)	12	—	—	(10)	34	27	93	10	139
Profit à la cession d'actifs	(1)	(1)	—	—	(349)	—	(70)	—	(420)	(1)
Rémunération fondée sur des actions	(86)	(51)	(3)	2	(38)	(31)	(123)	(83)	(250)	(163)
Frais de prospection	—	—	41	—	—	—	—	—	41	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(118)	(119)	(1)	—	(1)	(2)	—	(1)	(120)	(122)
Autres	20	20	37	(7)	(9)	(1)	1	10	49	22
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 109	263	481	261	575	404	(141)	(246)	2 024	682
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	449	(296)	(112)	(196)	(101)	(34)	(632)	(108)	(396)	(634)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 558	(33)	369	65	474	370	(773)	(354)	1 628	48

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)	Périodes de 12 mois closes les 31 mars	
	2017	2016
Fonds provenant de l'exploitation	7 330	6 013
Dépenses de maintien et dividendes	(4 198)	(4 454)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	3 132	1 559

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers et de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétroliers (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 pétroliers, 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 pétroliers et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétroliers » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers et de Syncrude pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétroliers.

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, aux lubrifiants et à l'éthanol de la Société. 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, aux lubrifiants et à l'éthanol de la Société, 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)	2017	Trimestres clos les 31 mars 2016
Rapprochement de la marge de raffinage		
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 401	1 135
Autres produits	19	11
Marge non liée au raffinage	(495)	(355)
Marge de raffinage	925	791
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	41 540	41 415
Marge de raffinage (\$/b)	22,30	19,10
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	517	542
Coûts non liés au raffinage	(288)	(332)
Charges d'exploitation de raffinage	229	210
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	41 540	41 415
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,50	5,10

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

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti 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

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

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; 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 et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- Suncor prévoit racheter jusqu'à 2,0 G\$ d'actions de la Société au cours des 12 prochains mois, ce qui témoigne de sa capacité à générer des flux de trésorerie et démontre la confiance envers la valeur sous-jacente de la Société;
- l'attente selon laquelle la reprise des expéditions par pipeline de Syncrude à une capacité d'environ 50 % devait avoir lieu au début du mois de mai, la production devant revenir à son plein régime d'ici la fin juin, et selon laquelle Suncor continuera de prêter main forte à Syncrude avec la gestion des stocks;
- l'attente de Suncor selon laquelle elle continuera de s'employer à trouver des moyens d'améliorer son efficacité, notamment par la mise en œuvre de synergies à l'échelle régionale avec Syncrude, et son attente selon laquelle l'intégration de Syncrude et la rentabilité de ses activités donneront lieu à la réalisation d'avantages futurs et à une amélioration de la performance;
- l'attente selon laquelle Syncrude retrouvera une cadence d'exploitation normale au deuxième trimestre, une fois que ses travaux de révision planifiés auront été menés à bien;
- 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;
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet Fort Hills, notamment la prévision selon laquelle les premiers barils de pétrole provenant du projet seront bien produits vers la fin de 2017, Suncor poursuivra la mise en service graduelle du projet tout au long de l'exercice et les activités de maintien soutiendront l'exécution du plan de mine et du plan de gestion des résidus miniers après le début de la production; 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 la plateforme achevée sera acheminée jusqu'à son emplacement final au deuxième trimestre;
- l'échéancier et les conséquences prévus des travaux de maintenance planifiés, y compris ceux devant être menés à l'usine de valorisation 2, à Firebag et à la raffinerie de Montréal;
- les prévisions de Suncor concernant la production de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la production du secteur E&P et les redevances à la Couronne de Syncrude pour l'exercice 2017 en entier;
- le fait que Suncor estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente un investissement intéressant et est dans son intérêt et celui de ses actionnaires, ainsi que

l'attente de la Société selon laquelle la décision d'affecter de la trésorerie au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie de croissance à long terme;

- *l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits;*
- *le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2017, de l'ordre de 4,8 G\$ à 5,2 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de l'accès aux marchés financiers;*
- *l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties jouissant de cotes de solvabilité élevées;*
- *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;*
- *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 les taxes et impôts ou les avis de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies (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'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 31 mars	
	2017	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	7 818	5 644
Autres produits (pertes) (note 6)	25	(67)
	7 843	5 577
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 478	2 069
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 306	2 349
Transport	286	289
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 422	1 472
Prospection	52	41
Profit à la cession d'actifs (notes 14 et 15)	(548)	(1)
Charges financières (produits financiers) (note 8)	36	(718)
	6 032	5 501
Résultat avant impôt	1 811	76
Impôt sur le résultat (note 9)		
Exigible	471	(116)
Différé	(12)	(65)
	459	(181)
Résultat net	1 352	257
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires ordinaires	1 352	246
Participation ne donnant pas le contrôle (note 4)	—	11
	1 352	257
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :		
Ajustement au titre des écarts de conversion	(28)	(262)
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	29	—
Autres éléments du résultat global	1	(262)
Résultat global	1 353	(5)
Par action ordinaire (en dollars) (note 10)		
Résultat net de base et dilué	0,81	0,17
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires de base et dilué	0,81	0,16
Dividendes en trésorerie	0,32	0,29

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2017	31 décembre 2016
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	3 577	3 016
Créances	3 274	3 182
Stocks	3 427	3 240
Impôt sur le résultat à recouvrer	169	376
Actifs détenus en vue de la vente (notes 14 et 15)	—	1 205
Total de l'actif courant	10 447	11 019
Immobilisations corporelles, montant net	71 500	71 259
Prospection et évaluation	2 043	2 038
Autres actifs	1 217	1 248
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 062	3 075
Actifs d'impôt différé	91	63
Total de l'actif	88 360	88 702
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	748	1 273
Tranche courante de la dette à long terme	54	54
Dettes et charges à payer	5 043	5 588
Tranche courante des provisions	766	781
Impôt à payer	316	224
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (notes 14 et 15)	—	197
Total du passif courant	6 927	8 117
Dettes à long terme	15 991	16 103
Autres passifs non courants	1 887	2 067
Provisions (note 13)	6 774	6 542
Passifs d'impôt différé	11 265	11 243
Capitaux propres	45 516	44 630
Total du passif et des capitaux propres	88 360	88 702

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Activités d'exploitation		
Résultat net	1 352	257
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 422	1 472
Impôt sur le résultat différé	(12)	(65)
Charge de désactualisation	61	64
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(109)	(921)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	10	139
Profit à la cession d'actifs (notes 14 et 15)	(420)	(1)
Rémunération fondée sur des actions	(250)	(163)
Prospection	41	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(120)	(122)
Autres	49	22
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(396)	(634)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 628	48
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 380)	(1 556)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadien Oil Sands Limited (note 4)	—	109
Produit de la cession d'actifs	1 396	159
Autres placements	—	(2)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(61)	(126)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(45)	(1 416)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	(511)	964
Variation nette de la dette à long terme	(14)	36
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	44	7
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(534)	(453)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 015)	554
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	568	(814)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(7)	(101)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	3 016	4 049
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	3 577	3 134
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	115	86
Impôt sur le résultat payé	121	131

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	246	257	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(262)	—	—	(262)	—
Résultat global	—	—	(262)	11	246	(5)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	12	(1)	—	—	—	11	305
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	—	17	—	—	—	17	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(453)	(453)	—
31 mars 2016	23 930	649	1 003	—	17 353	42 935	1 582 011
31 décembre 2016	26 942	588	1 007	—	16 093	44 630	1 667 914
Résultat net	—	—	—	—	1 352	1 352	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(28)	—	—	(28)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 11 \$	—	—	—	—	29	29	—
Résultat global	—	—	(28)	—	1 381	1 353	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	55	(8)	—	—	—	47	1 301
Rémunération fondée sur des actions	—	20	—	—	—	20	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(534)	(534)	—
31 mars 2017	26 997	600	979	—	16 940	45 516	1 669 215

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 avril 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 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	2 422	1 585	920	531	4 647	3 579	13	(3)	8 002	5 692
Produits intersectoriels	868	454	—	—	6	12	(874)	(466)	—	—
Moins les redevances	(61)	(19)	(123)	(29)	—	—	—	—	(184)	(48)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 229	2 020	797	502	4 653	3 591	(861)	(469)	7 818	5 644
Autres produits (pertes)	14	33	(33)	2	19	11	25	(113)	25	(67)
	3 243	2 053	764	504	4 672	3 602	(836)	(582)	7 843	5 577
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	116	140	—	—	3 252	2 456	(890)	(527)	2 478	2 069
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 553	1 435	101	145	517	542	135	227	2 306	2 349
Transport	189	184	23	23	87	92	(13)	(10)	286	289
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	941	917	284	356	160	170	37	29	1 422	1 472
Prospection	2	30	50	11	—	—	—	—	52	41
Profit à la cession d'actifs	(1)	(1)	—	—	(450)	—	(97)	—	(548)	(1)
Charges financières (produits financiers)	33	55	17	15	9	11	(23)	(799)	36	(718)
	2 833	2 760	475	550	3 575	3 271	(851)	(1 080)	6 032	5 501
Résultat avant impôt	410	(707)	289	(46)	1 097	331	15	498	1 811	76
Impôt sur le résultat										
Exigible	99	(147)	176	61	277	99	(81)	(129)	471	(116)
Différé	9	(36)	(59)	(73)	(9)	(9)	47	53	(12)	(65)
	108	(183)	117	(12)	268	90	(34)	(76)	459	(181)
Résultat net	302	(524)	172	(34)	829	241	49	574	1 352	257
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 059	1 107	227	271	92	172	2	6	1 380	1 556

4. ACQUISITION DE CANADIAN OIL SANDS

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

(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 de l'exercice clos le 31 décembre 2016.

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

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

5. ACQUISITION DE PARTICIPATIONS SUPPLÉMENTAIRES DANS SYNCRUDE

Le 23 juin 2016, Suncor a clôturé l'acquisition auprès de la filiale canadienne de Murphy Oil Corporation d'une participation supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude pour un prix d'achat après ajustements de 946 M\$. L'acquisition a fait passer la participation de Suncor dans le projet 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 191 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 7 M\$ au bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2016.

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

6. AUTRES PRODUITS (PERTES)

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2017	Trimestres clos les 31 mars 2016
Activités de négociation de l'énergie		
Profits (pertes) comptabilisés en résultat au cours de la période	19	(24)
(Diminution) augmentation de la valeur des stocks	(37)	30
Activités de gestion des risques ¹⁾	56	(99)
Produit financier et produit d'intérêts	21	18
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres	(34)	8
	25	(67)

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.

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)	2017	Trimestres clos les 31 mars 2016
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	24	17
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	74	115
	98	132

8. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	2017	Trimestres clos les 31 mars 2016
Intérêts sur la dette	252	254
Intérêts incorporés à l'actif	(174)	(141)
Charge d'intérêts	78	113
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	12
Charge de désactualisation	61	64
Profit de change sur la dette libellée en dollars américains	(109)	(921)
Écarts de change et autres	(9)	14
	36	(718)

9. 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\$.

10. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2017	31 mars 2016
Résultat net	1 352	257
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	(4)	—
Résultat net – dilué	1 348	257
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	1 352	246
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	(4)	—
Résultat net dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	1 348	246
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 669	1 516
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	4	1
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 673	1 517
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base et dilué par action	0,81	0,17
Résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,81	0,16

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 clos le 31 mars 2017.

11. 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).

12. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques de la Société, tous évalués à la juste valeur au 31 mars 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) versé au cours de la période	(9)	(39)	(48)
Profits comptabilisés en résultat au cours de la période (note 6)	19	56	75
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2017	(26)	(1)	(27)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	23	64	—	87
Dettes	(44)	(70)	—	(114)
	(21)	(6)	—	(27)

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

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 mars 2017, la Société avait pour 966 M\$ de swaps différés en cours. Au cours du premier trimestre de 2017, des swaps d'une valeur nominale de 955 M\$ ont été réglés au moyen d'un profit réalisé de 35 M\$. Une augmentation de 0,04 % des taux d'intérêt au cours du trimestre a entraîné une plus-value de 8 M\$ des swaps restants.

La Société a en outre recours à des contrats de change à terme pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations du change à l'égard de règlements ou d'émissions de titres de créance futurs. Au 31 mars 2017, la Société avait pour 400 M\$ de contrats de change à terme en cours.

Instrument financiers non dérivés

Au 31 mars 2017, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 15,0 G\$ (15,1 G\$ au 31 décembre 2016) et sa juste valeur, à 17,3 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.

13. 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), s'est traduite par une augmentation de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux de 250 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2017.

14. 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.

15. 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.

16. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après le 31 mars 2017, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de son intention de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin d'acheter et d'annuler jusqu'à 2 G\$ en actions de la Société au cours de la période allant du 2 mai 2017 au 1^{er} mai 2018, par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation.

Après le 31 mars 2017, la Société a aussi remboursé les billets à 6,10 % d'un montant de 1,25 G\$ US devant initialement venir à échéance le 1^{er} juin 2018.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Période de 12 mois close le	
	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2016
Produits des activités ordinaires et autres produits	7 843	8 141	7 394	5 856	5 577	26 968
Résultat net						
Sables pétrolifères	302	276	162	(1 063)	(524)	(1 149)
Exploration et production	172	54	144	26	(34)	190
Raffinage et commercialisation	829	524	436	689	241	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	49	(323)	(350)	(387)	574	(486)
	1 352	531	392	(735)	257	445
Résultat d'exploitation^{A)}						
Sables pétrolifères	302	316	162	(1 063)	(524)	(1 109)
Exploration et production	172	54	(36)	26	(34)	10
Raffinage et commercialisation	475	524	436	689	241	1 890
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(137)	(258)	(216)	(217)	(183)	(874)
	812	636	346	(565)	(500)	(83)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)}						
Sables pétrolifères	1 109	1 372	1 236	(202)	263	2 669
Exploration et production	481	385	365	302	261	1 313
Raffinage et commercialisation	575	722	595	885	404	2 606
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(141)	(114)	(171)	(69)	(246)	(600)
	2 024	2 365	2 025	916	682	5 988
Par action ordinaire						
Résultat net de base et dilué	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,17	0,28
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires – de base et dilué	0,81	0,32	0,24	(0,46)	0,16	0,27
Résultat d'exploitation – de base ^{A)}	0,49	0,38	0,21	(0,36)	(0,33)	(0,05)
Dividendes en trésorerie – de base	0,32	0,29	0,29	0,29	0,29	1,16
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{A)}	1,21	1,42	1,22	0,58	0,45	3,72
Rendement du capital investi^{A)}						
		Périodes de 12 mois closes les				
	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)	(2,2)	
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	3,5	0,4	(3,9)	(4,1)	(1,9)	

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				31 mars 2016	Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016		
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	590,6	620,4	617,5	213,1	565,8	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)	332,8	324,5	301,1	86,4	322,3	258,9
Bitume non valorisé	115,7	108,9	132,6	91,1	130,7	115,9
Production du secteur Sables pétrolifères	448,5	433,4	433,7	177,5	453,0	374,8
Production de bitume (kb/j)						
Production minière	311,1	284,8	295,1	66,8	304,0	238,0
Activités <i>in situ</i> – Firebag	202,8	204,5	197,6	121,8	199,0	180,8
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	35,6	33,9	26,6	13,1	36,8	27,6
Total de la production de bitume	549,5	523,2	519,3	201,7	539,8	446,4
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	124,9	87,2	100,8	29,0	132,2	87,3
Diesel	30,3	28,4	27,9	3,4	24,8	21,2
Brut léger sulfureux	176,4	201,5	162,5	76,3	172,7	153,4
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	331,6	317,1	291,2	108,7	329,7	261,9
Bitume non valorisé	104,9	103,5	123,5	108,1	134,5	117,4
Ventes	436,5	420,6	414,7	216,8	464,2	379,3
Charges d'exploitation décaissées – moyenne^{1)A)} (\$/b)*						
Charges décaissées	20,15	22,10	20,30	44,55	22,55	24,35
Gaz naturel	2,40	2,85	1,85	2,25	1,70	2,15
	22,55	24,95	22,15	46,80	24,25	26,50
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement^{1)A)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	19,95	22,55	19,30	76,65	21,70	25,00
Gaz naturel	0,60	0,80	0,50	1,15	0,50	0,60
	20,55	23,35	19,80	77,80	22,20	25,60
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement^{1)A)} (\$/b)						
Charges décaissées	7,00	6,35	7,15	10,75	7,60	7,60
Gaz naturel	4,00	4,40	3,30	2,20	2,80	3,30
	11,00	10,75	10,45	12,95	10,40	10,90
Syncrude						
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	142,1	187,0	183,8	35,6	112,8	130,1
Production de bitume (kb/j)	170,0	219,6	210,1	52,5	120,6	151,1
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j)²⁾	140,9	192,6	179,2	42,8	109,0	131,2
Charges d'exploitation décaissées^{1)A)} (\$/b)						
Charges décaissées	43,25	31,05	26,50	111,40	30,25	34,60
Gaz naturel	1,90	1,50	1,15	2,15	1,10	1,35
	45,15	32,55	27,65	113,55	31,35	35,95

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)}	Trimestres clos les				Période de 12 mois close le	
	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	31 déc. 2016
Bitume (\$/b)						
Prix moyen obtenu	35,03	31,68	26,67	23,90	12,00	23,50
Redevances	(0,54)	(0,33)	(0,39)	(0,24)	—	(0,23)
Frais de transport	(6,57)	(5,52)	(4,80)	(5,69)	(5,57)	(5,38)
Charges d'exploitation nettes	(9,98)	(9,99)	(10,73)	(14,65)	(9,81)	(11,25)
Revenus d'exploitation nets	17,94	15,84	10,75	3,32	(3,38)	6,64
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)						
Prix moyen obtenu	66,38	62,28	56,69	52,58	43,27	53,53
Redevances	(0,59)	2,74	(0,42)	(0,33)	(0,57)	0,50
Frais de transport	(3,98)	(3,98)	(2,96)	(5,07)	(3,83)	(3,76)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(21,01)	(22,56)	(20,69)	(50,90)	(21,98)	(24,87)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(3,58)	(4,31)	(4,34)	(12,02)	(5,51)	(5,38)
Revenus d'exploitation nets	37,22	34,17	28,28	(15,74)	11,38	20,02
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)						
Prix moyen obtenu	58,84	54,75	47,75	38,28	34,21	44,23
Redevances	(0,58)	1,99	(0,41)	(0,29)	(0,41)	0,28
Frais de transport	(4,60)	(4,36)	(3,51)	(5,38)	(4,34)	(4,26)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(21,07)	(22,72)	(20,77)	(38,85)	(22,36)	(24,37)
Revenus d'exploitation nets	32,59	29,66	23,06	(6,24)	7,10	15,88
Syncrude (\$/b)						
Prix moyen obtenu	66,37	64,28	58,62	59,34	44,93	56,91
Redevances	(2,96)	(4,70)	(0,26)	(0,98)	(0,18)	(1,90)
Frais de transport	(0,38)	(0,35)	(0,29)	(1,70)	(0,86)	(0,53)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(39,70)	(29,18)	(25,05)	(102,35)	(27,75)	(32,05)
Revenus d'exploitation nets	23,33	30,05	33,02	(45,69)	16,14	22,43

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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)

	31 mars 2017	Trimestres clos les			31 mars 2016	Période de
		31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016		12 mois close le 31 déc. 2016
Exploration et production						
Volume des ventes total (kbep/j)	136,8	120,5	103,1	120,4	133,4	119,3
Production totale (kbep/j)	134,5	118,1	110,6	117,6	125,6	117,9
Volumes de production						
Exploration et production – Canada						
<i>Côte Est du Canada</i>						
Terra Nova (kb/j)	14,7	16,7	14,7	5,4	12,8	12,4
Hibernia (kb/j)	30,3	30,1	28,2	24,6	24,1	26,8
White Rose (kb/j)	13,1	10,9	7,5	11,7	13,7	10,9
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	2,8	2,8	2,7	2,7	3,0	2,8
	60,9	60,5	53,1	44,4	53,6	52,9
Exploration et production – International						
Buzzard (kbep/j)	49,0	37,5	40,8	52,7	53,4	46,0
Golden Eagle (kbep/j)	20,2	19,0	16,2	20,5	18,6	18,6
Royaume-Uni (kbep/j)	69,2	56,5	57,0	73,2	72,0	64,6
Libye (kb/j) ³⁾	4,4	1,1	0,5	—	—	0,4
	73,6	57,6	57,5	73,2	72,0	65,0
Revenus nets^{A)}						
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>						
Prix moyen obtenu	69,75	68,06	61,63	62,39	46,17	59,31
Redevances	(15,94)	(15,07)	(10,93)	(11,06)	(5,51)	(10,64)
Frais de transport	(1,72)	(1,72)	(2,33)	(2,05)	(1,68)	(1,91)
Charges d'exploitation	(9,28)	(9,52)	(13,57)	(14,76)	(13,72)	(12,67)
Revenus d'exploitation nets	42,81	41,75	34,80	34,52	25,26	34,09
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>						
Prix moyen obtenu	67,55	62,63	56,96	55,43	43,02	53,91
Frais de transport	(1,81)	(1,62)	(1,69)	(2,00)	(1,97)	(1,84)
Charges d'exploitation	(3,75)	(7,00)	(5,29)	(4,68)	(5,75)	(5,62)
Revenus d'exploitation nets	61,99	54,01	49,98	48,75	35,30	46,45

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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				31 mars 2016	Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016		
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	508,0	514,8	548,7	532,5	489,5	521,4
Pétrole brut traité (kb/j)	429,9	427,3	465,6	400,2	420,9	428,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	93	93	101	87	91	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	22,30	23,00	17,75	21,65	19,10	20,30
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b) ^{A)}	5,50	5,45	4,55	5,40	5,10	5,10
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	112,8	115,5	119,8	117,8	107,8	115,2
Distillats	82,2	79,9	77,8	71,8	75,5	76,3
Total des ventes de carburants de transport	195,0	195,4	197,6	189,6	183,3	191,5
Produits pétrochimiques	15,5	10,1	7,2	7,7	12,0	9,2
Asphalte	12,6	16,8	22,9	15,3	11,9	16,7
Autres	34,5	34,4	34,6	39,4	35,4	35,9
Total des ventes de produits raffinés	257,6	256,7	262,3	252,0	242,6	253,3
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	214,6	204,8	213,5	181,7	212,1	203,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	92	96	82	96	92
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	117,1	125,8	134,6	133,5	122,4	129,1
Distillats	110,1	106,8	117,4	118,2	96,6	109,8
Total des ventes de carburants de transport	227,2	232,6	252,0	251,7	219,0	238,9
Asphalte	9,2	9,7	16,9	11,7	8,7	11,8
Autres	14,0	15,8	17,5	17,1	19,2	17,4
Total des ventes de produits raffinés	250,4	258,1	286,4	280,5	246,9	268,1
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	215,3	222,5	252,1	218,5	208,8	225,5
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	90	93	105	91	87	94

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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 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		

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		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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 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		

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)		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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 vérifié)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)}

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	226	1 331	1 557	482	—	2 039
Autres produits	26	6	32	—	1	33
Achats de pétrole brut et de produits	(110)	(14)	(124)	(16)	—	(140)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	4	(24)	(20)	(5)		
Montant brut réalisé	146	1 299	1 445	461		
Redevances	—	(17)	(17)	(2)	—	(19)
Frais de transport	(68)	(115)	(183)	(1)	—	(184)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	—	—	(8)		
Frais de transport nets	(68)	(115)	(183)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(153)	(978)	(1 131)	(334)	30	(1 435)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	33	153	186	50		
Charges d'exploitation nettes	(120)	(825)	(945)	(284)		
Marge brute	(42)	342	300	166		
Volumes des ventes (kb)	12 241	29 999	42 240	10 268		
Revenus d'exploitation nets par baril	(3,38)	11,38	7,10	16,14		

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 « 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)

	31 mars 2017	Trimestres clos les			31 mars 2016	Période de 12 mois close le
		31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016		31 déc. 2016
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	583	577	474	364	334	1 749
Coûts non liés à la production ⁹⁾	(6)	(17)	(7)	3	(12)	(31)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	577	560	467	367	322	1 718
Volumes des ventes de Syncrude (kb)	12 789	17 205	16 906	3 235	10 268	47 614
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	45,15	32,55	27,65	113,55	31,35	35,95

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

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

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

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		

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

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

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		

Trimestre clos le 31 mars 2016	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	281	246	4	531
Redevances	—	(29)	—	(29)
Frais de transport	(13)	(9)	(1)	(23)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(43)	(85)	(17)	(145)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	6	12		
Montant brut réalisé	231	135		
Volumes des ventes (kbep)	6 552	5 315		
Revenus d'exploitation nets par baril	35,30	25,26		

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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)

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

Raffinage et commercialisation

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

	Trimestres clos les					Période de 12 mois close le 31 déc. 2016
	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016	31 mars 2016	
Marge brute ¹¹⁾	1 401	1 580	1 377	1 721	1 135	5 813
Autres produits	19	(10)	13	2	11	16
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(495)	(592)	(572)	(884)	(355)	(2 403)
Marge de raffinage ^{A)}	925	978	818	839	791	3 426
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	41 540	42 510	46 119	38 754	41 415	168 798
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	22,30	23,00	17,75	21,65	19,10	20,30
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	517	586	549	526	542	2 203
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(288)	(355)	(339)	(317)	(332)	(1 343)
Charge d'exploitation de raffinage ^{A)}	229	231	210	209	210	860
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	41 540	42 510	46 119	38 754	41 415	168 798
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	5,50	5,45	4,55	5,40	5,10	5,10

A) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « 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 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 pétroliers, 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 pétroliers 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 publié 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. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation étaient auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation » et sont calculés de la même manière que pour les périodes précédentes. La marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour chaque trimestre 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 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. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion de Suncor, contenu dans le rapport annuel de 2016.

Revenus nets du secteur Sables pétroliers

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétroliers sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction des produits bruts et des barils vendus, et sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétroliers, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux produits des activités ordinaires et aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétroliers 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 – Comprendent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent au volume des ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) 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 pétroliers et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétroliers est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits ajustés qui sont exclus du poste des frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible inférieure aux engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement liés à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 8) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement liés à la production de Syncrude.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye.
- 10) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 11) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 12) Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, aux lubrifiants et à l'éthanol.
- 13) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 14) Reflète les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, aux lubrifiants et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

Notes explicatives

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

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com