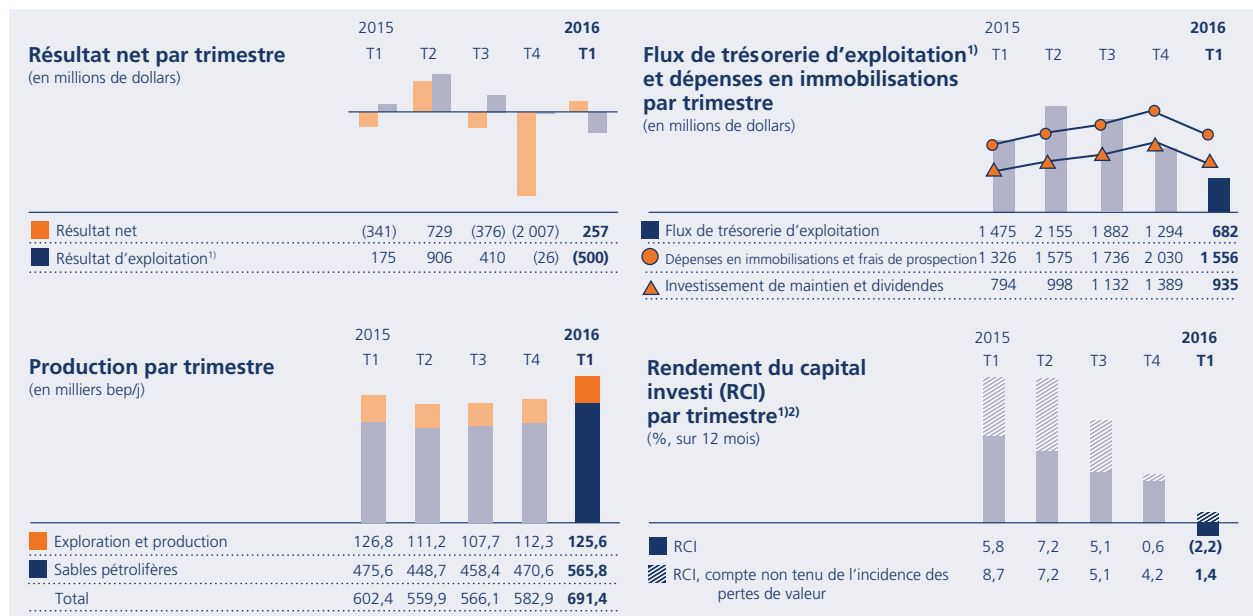


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE PREMIER TRIMESTRE DE 2016

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, à moins d'indication contraire. Certaines mesures financières mentionnées dans le présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor daté du 27 avril 2016 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant la production et les charges d'exploitation décaissées des activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans les activités de Syncrude.

« La capacité de Suncor à générer des flux de trésorerie d'exploitation, de même que notre bonne santé financière, nous permet de maintenir notre dividende et de continuer à investir dans des projets de croissance rentable à long terme, et ce, malgré les prix très bas enregistrés au premier trimestre, a déclaré le président et chef de la direction, Steve Williams. Nous continuons de tirer parti des possibilités, notamment en augmentant notre investissement dans l'actif Syncrude afin de générer une valeur à long terme pour nos actionnaires. »

- Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ de 682 M\$ (0,45 \$ par action ordinaire).
- Perte d'exploitation¹⁾ de 500 M\$ (0,33 \$ par action ordinaire) découlant d'une baisse du prix des marchandises, d'une augmentation des écarts de prix du bitume par rapport au Western Canadian Select (« WCS »), d'un recul des marges de raffinage et d'une perte de 192 M\$ liée à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») pour le secteur Raffinage et commercialisation. Le résultat net s'est établi à 257 M\$ (0,17 \$ par action ordinaire).
- Acquisition de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») le 5 février 2016, ce qui a augmenté la capacité de 128 500 barils par jour (« b/j ») de pétrole brut synthétique.
- Production *in situ* record à Firebag et MacKay River, à laquelle s'est ajoutée une solide fiabilité des installations de valorisation, ce qui s'est traduit par une production record de 453 000 b/j tirée du secteur Sables pétrolifères.
- Charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères de 24,25 \$, en baisse de 15 % par rapport au trimestre de l'exercice précédent, attribuable à une baisse des coûts résultant des mesures de réduction des coûts de la Société, ainsi qu'à une augmentation de la production.
- Taux moyen d'utilisation des raffineries de 91 % et recul des charges d'exploitation liées au raffinage, qui se sont établies à 5,10 \$ par baril (« b »), facteurs qui ont contribué à compenser la faiblesse de la demande pour le distillat et la diminution des marges de craquage.
- Après la clôture du trimestre, Suncor a conclu une entente visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude pour 937 M\$. L'acquisition portera la participation directe de Suncor dans Syncrude à 53,74 %.



- 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 inscrits à l'actif au titre des projets majeurs en cours. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,238 G\$ inscrites au deuxième trimestre de 2014 et de 1,599 G\$, au quatrième trimestre de 2015, le RCI aurait respectivement été de 8,7 %, 4,2 % et 1,4 % pour le premier trimestre de 2015, le quatrième trimestre de 2015 et le premier trimestre de 2016.

Résultats financiers

Pour le premier trimestre de 2016, Suncor Énergie Inc. a comptabilisé une perte d'exploitation¹⁾ de 500 M\$ (0,33 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie d'exploitation de 682 M\$ (0,45 \$ par action ordinaire), comparativement à un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 175 M\$ (0,12 \$ par action ordinaire) et des flux de trésorerie d'exploitation de 1,475 G\$ (1,02 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ces résultats reflètent une baisse de 31 % du cours de référence WTI, une baisse de 43 % du cours de référence WCS et un élargissement des écarts de prix du bitume par rapport au WCS, ainsi qu'une baisse d'environ 40 % des marges de craquage de référence par rapport au premier trimestre de 2015. Parmi les résultats les plus notables du premier trimestre, mentionnons la production record du secteur Sables pétrolifères, la baisse des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères à leur plus bas niveau depuis 2007 et un taux global d'utilisation des raffineries supérieur à 90 %.

Le bénéfice net s'est établi à 257 M\$ (0,17 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2016, comparativement à une perte nette de 341 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net enregistré au premier trimestre de 2016 a subi l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la perte d'exploitation, comme indiqué ci-dessus, ainsi que d'un profit de change hors trésorerie de 885 M\$ après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, alors qu'une perte de change après impôt de 940 M\$ avait été inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier trimestre de 2016 comprend aussi un montant de 38 M\$ (après impôt) lié aux coûts d'acquisition et d'intégration de COS et une perte hors trésorerie de 90 M\$ (après impôt) découlant de l'évaluation à la valeur de marché d'instruments dérivés de taux d'intérêt conclus aux fins des émissions futures de titres d'emprunt. Au cours du premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'impôt différé de 406 M\$ par suite d'une baisse du taux d'imposition des profits pétroliers et gaziers au Royaume-Uni. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent incluait aussi des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ et un produit d'assurance après impôt de 75 M\$.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 691 400 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) pour le premier trimestre de 2016, comparativement à 602 400 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est avant tout attribuable à une participation directe supplémentaire de 36,74 % dans Syncrude par suite de l'acquisition de COS le 5 février 2016, ainsi qu'à une augmentation de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 453 000 b/j pour le premier trimestre de 2016, contre 440 400 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, hausse essentiellement attribuable à l'augmentation de la production *in situ* au premier trimestre de 2016. Les faits particulièrement notables sur le plan de la production sont les 322 300 b/j de pétrole brut synthétique produits grâce à la grande fiabilité des installations de valorisation, la production record de 199 000 b/j à Firebag et de 36 800 b/j à MacKay River. La production tirée du secteur des Sables pétrolifères devrait diminuer au deuxième trimestre de 2016 en raison des travaux de révision planifiés à l'usine de valorisation 2, qui ont commencé à la fin du premier trimestre de 2016.

Au premier trimestre de 2016, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué, pour s'établir à une moyenne de 24,25 \$/b, comparativement à 28,40 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une baisse des coûts résultant des mesures de réduction des coûts de la Société, à une augmentation de la production et à une baisse des prix du gaz naturel.

« Nos mesures de réduction des coûts continuent de diminuer les coûts de nos activités, a indiqué M. Williams. La production record du secteur Sables pétrolifères et notre volonté de réduire les coûts de manière durable ont fait en sorte que nos charges d'exploitation décaissées par baril pour le secteur Sables pétrolifères ont baissé à leur niveau le plus bas depuis 2007. »

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 112 800 b/j au premier trimestre de 2016, comparativement à une production de 35 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est en grande partie attribuable à l'acquisition de COS. La production trimestrielle a aussi augmenté d'un exercice à l'autre en raison d'une plus grande fiabilité au premier trimestre de 2016, le taux d'utilisation des installations de valorisation ayant augmenté pour atteindre 91 %, comparativement à 84 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 125 600 bep/j au premier trimestre de 2016, comparativement à 126 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est essentiellement attribuable à la déplétion naturelle, facteur en partie atténué par l'augmentation de la production de Golden Eagle.

Au premier trimestre de 2016, des travaux de maintenance planifiés pour le secteur Raffinage et commercialisation ont commencé aux raffineries de Commerce City. Le taux d'utilisation moyen des raffineries est demeuré solide à 91 % au premier trimestre, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré un recul de la demande et des travaux de révision planifiés.

Mise à jour concernant notre stratégie

Suncor a obtenu le contrôle de COS le 5 février 2016 en faisant l'acquisition de 72,8 % des actions ordinaires en circulation. Une tranche supplémentaire de 11,3 % des actions en circulation a été acquise le 22 février 2016, et le reste des actions en circulation de COS a été acquis le 21 mars 2016. Les actions de COS ont été acquises en contrepartie de 0,28 action de Suncor pour chaque action de COS. La transaction a été évaluée à 6,9 G\$ au moment de l'acquisition, montant comprenant la dette de COS qui s'élevait à 2,6 G\$.

Après la clôture du trimestre, Suncor a conclu une convention d'achat et de vente avec Murphy Oil Company Ltd (« Murphy Oil ») en vertu de laquelle Suncor acquerra la participation de 5 % de Murphy Oil dans la coentreprise Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères, pour 937 M\$. L'acquisition portera la participation directe de Suncor dans Syncrude à 53,74 %. La transaction est subordonnée à l'obtention de l'approbation des organismes réglementaires et devrait se conclure avant la clôture du deuxième trimestre de 2016.

Suncor est aussi en voie d'atteindre la cible de réduction de 750 M\$ des dépenses en immobilisations initialement prévues pour 2016, tout en faisant progresser de façon continue les principaux projets de croissance déjà en cours de construction, dont Fort Hills et Hebron.

« Nous continuons de faire progresser nos principaux projets de croissance, lesquels devraient entrer en production à la fin de 2017, a indiqué M. Williams. Nous restons également à l'affût des occasions d'élargir nos activités au moyen d'acquisitions en recherchant des actifs qui cadrent avec notre stratégie et dont les valorisations sont concurrentielles. »

Au premier trimestre de 2016, Suncor a continué de redistribuer des liquidités à ses actionnaires en versant des dividendes de 453 M\$, portant le taux de dividende à 0,29 \$ par action ordinaire, comparativement à 0,28 \$ par action ordinaire au premier trimestre de 2015. La Société a ainsi augmenté son dividende pour une 14^e année consécutive.

Secteur Sables pétrolifères

Le secteur Sables pétrolifères demeure tourné vers les projets visant à améliorer la performance sur les plans de la sécurité, de la fiabilité et de l'environnement. Les dépenses au premier trimestre ont été consacrées aux travaux préalables liés à la révision de l'usine de valorisation 2, à la construction des plateformes de puits en cours à Firebag et MacKay River afin de maintenir les niveaux de production existants, aux projets de gestion des résidus pour le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ainsi qu'aux actifs de logistique et de stockage qui faciliteront l'accès au marché pour le bitume de Fort Hills.

Coentreprises de Sables pétrolifères

Le projet minier Fort Hills continue de se dérouler selon les délais prévus, et les activités de construction sont achevées à 55 %. Les principales activités au cours du trimestre ont visé l'approvisionnement en équipement d'extraction secondaire ainsi que la fabrication et la construction de modules pour l'extraction secondaire et les services publics. Ce projet devrait procurer aux activités de Suncor environ 91 000 b/j de bitume, les premiers barils de pétrole étant attendus au quatrième trimestre de 2017 et 90 % de la capacité prévue étant censée être atteinte dans les 12 mois suivants. Les dépenses à Fort Hills comprenaient aussi l'avancement de certaines activités de maintien préalables censées optimiser le plan de mine après le début de la production. Les dépenses du premier trimestre de 2016 rendent compte également de la quote-part accrue des dépenses de maintien à Syncrude, lesquelles ont été axées sur la gestion des résidus et les travaux préalables liés à la maintenance de l'unité de cokéfaction qui sera effectuée au deuxième trimestre de 2016.

Exploration et production

La construction du projet Hebron s'est poursuivie au premier trimestre de 2016 et les premiers barils de pétrole sont attendus à la fin de 2017. La participation directe de Suncor dans ce projet a été réévaluée le 1^{er} janvier 2016, pour être

ramenée de 22,7 % à 21,0 %, ce qui réduit à 31,600 b/j la quote-part de la Société dans la production maximale estimative d'Hebron.

Les activités de forage d'exploration en eaux profondes se sont poursuivies dans le bassin Shelburne en Nouvelle-Écosse au premier trimestre de 2016. Les dépenses de croissance ont aussi compris des activités de forage de développement à Golden Eagle et à Hibernia.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	2016	Trimestres clos les 31 mars 2015
Résultat net	257	(341)
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(885)	940
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt ²⁾	90	—
Coûts d'acquisition et d'intégration de COS ³⁾	38	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁴⁾	—	(406)
Charges de restructuration ⁵⁾	—	57
Produit d'assurance ⁶⁾	—	(75)
Résultat d'exploitation¹⁾	(500)	175

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

2) Perte hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt de la Société découlant d'une baisse des taux d'intérêt à long terme et à des taux de change défavorables.

3) Coûts de transaction et frais connexes liés à l'acquisition de COS.

4) Ajustements de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.

5) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts.

6) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation visant les actifs de Terra Nova dans le secteur E&P.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé ses hypothèses et ses prévisions de production pour l'exercice 2016, publiées le 3 février 2016. Les prévisions pour l'exercice au complet concernant la production de Syncrude sont passées d'une fourchette de 30 000 b/j à 35 000 b/j à une fourchette de 125 000 b/j à 135 000 b/j, ce qui reflète la participation supplémentaire de 36,74 % obtenue grâce à l'acquisition de COS le 5 février 2016, et les prévisions pour l'exercice au complet concernant la production totale de Suncor ont été proportionnellement portées d'une fourchette de 525 000 à 565 000 b/j à une fourchette de 620 000 à 665 000 b/j. De plus, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, qui se situent dans une fourchette de 35,00 \$/b à 38,00 \$/b, ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour l'exercice 2016. Les prévisions de dépenses en immobilisations, qui se situent dans une fourchette de 6,0 G\$ à 6,5 G\$ pour 2016, comprennent des dépenses d'environ 250 M\$ découlant de l'acquisition de la participation supplémentaire de 36,74 % dans Syncrude. Les hypothèses relatives aux prévisions pour l'exercice 2016 au complet suivantes ont également été révisées : les redevances liées à la production au large de la Côte Est du Canada sont passées d'une fourchette de 19 % à 23 % à une fourchette de 14 % à 18 %, la marge de craquage 3-2-1 au port de New York est passée de 15,00 \$ US/b à 12,50 \$ US/b, le prix au comptant AECO – C est passé de 2,50 \$/Gj à 1,75 \$/Gj et le taux de change \$ US/\$ CA est passé de 0,70 à 0,75. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions révisées de Suncor pour 2016, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

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 27 avril 2016

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2015, daté du 25 février 2016 (le « rapport de gestion annuel de 2015 »). Toute mention d'Exploration et Production (E&P) Canada désigne à la fois les activités extracôtières de Suncor menées par le secteur Côte Est du Canada et les activités terrestres menées par le secteur Amérique du Nord (activités terrestres). Toute mention d'E&P International désigne les biens du secteur auparavant désigné « International ».

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 2016, à ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à son rapport de gestion annuel de 2015.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 25 février 2016 (la « notice annuelle de 2015 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne sur www.sedar.com, 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	13
5. 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	34
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.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les flux de trésorerie disponibles et les stocks selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les flux de trésorerie d'exploitation, le RCI et les flux de trésorerie disponibles sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

- **Résultats financiers du premier trimestre.**

- La Société a enregistré un bénéfice net de 257 M\$ (0,17 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2016, en comparaison d'une perte nette de 341 M\$ (0,24 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net inscrit pour le premier trimestre de 2016 reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessous, et il rend également compte d'un profit de change hors trésorerie après impôt de 885 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, comparativement à une perte de change hors trésorerie après impôt de 940 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier trimestre de 2016 tient également compte de coûts de 38 M\$ (après impôt) liés à l'acquisition et à l'intégration de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») ainsi que de pertes latentes hors trésorerie de 90 M\$ (après impôt) découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt conclus en prévision des émissions futures de titres d'emprunt. Au cours du premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'impôt différé de 406 M\$ par suite d'une baisse du taux d'impôt sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière au Royaume-Uni. La perte nette du premier trimestre de l'exercice précédent tenait compte également de coûts de restructuration après impôt de 57 M\$ et d'un produit d'assurance après impôt de 75 M\$.
- La Société a enregistré une perte d'exploitation¹⁾ de 500 M\$ au premier trimestre de 2016, tandis qu'elle avait enregistré un bénéfice d'exploitation de 175 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à la baisse des cours de référence du pétrole brut et à la diminution des marges de craquage de raffinage de référence, partiellement contrebalancées par l'incidence des taux de change moindres et des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société.
- Les flux de trésorerie d'exploitation¹⁾ se sont établis à 682 M\$ au premier trimestre de 2016, en comparaison de 1,475 G\$ au premier trimestre de 2015. Cette baisse est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

- **Production record du secteur Sables pétrolifères et excellente fiabilité des installations de valorisation.** Le secteur Sables pétrolifères de Suncor a dégagé une production record de 453 000 b/j et affiché un taux d'utilisation des installations de valorisation de 92 %. Les projets Firebag et MacKay River ont également généré une production record s'établissant respectivement à 199 000 b/j et à 36 800 b/j pour le trimestre.
- **Capacité de production accrue de 128 500 b/j de pétrole brut synthétique grâce à l'acquisition de COS.** Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour atteindre 91 % au premier trimestre de 2016, comparativement à 84 % au premier trimestre de l'exercice précédent.
- **Conclusion d'une entente visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude.** Après la clôture du trimestre, Suncor a conclu une entente visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude pour 937 M\$. L'acquisition portera à 53,74 % la participation directe de Suncor dans Syncrude et accroîtra de 17 500 barils sa capacité de production de pétrole brut synthétique.
- **Diminution des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères¹⁾.** Les mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, l'accroissement de la production, la baisse du volume de travaux de maintenance et la baisse des prix du gaz naturel ont contribué à réduire de 15 % les charges d'exploitation décaissées par baril, qui sont passées de 28,40 \$/b au premier trimestre de 2015 à 24,25 \$/b au premier trimestre de 2016.
- **Maintien de l'excellent rendement d'exploitation des raffineries.** Le taux de fiabilité des raffineries s'est maintenu à plus de 90 % malgré l'affaiblissement de la demande et les travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City. Les charges d'exploitation des installations de raffinage ont diminué de 6 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent pour s'établir à 5,10 \$/b.
- **Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.** La Société a versé à ses actionnaires des dividendes de 453 M\$ au premier trimestre de 2016.

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

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Résultat net		
Sables pétrolifères	(524)	(146)
Exploration et production	(34)	462
Raffinage et commercialisation	241	498
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	574	(1 155)
Total	257	(341)
Résultat d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	(524)	(146)
Exploration et production	(34)	(19)
Raffinage et commercialisation	241	498
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(183)	(158)
Total	(500)	175
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	263	525
Exploration et production	261	449
Raffinage et commercialisation	404	686
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(246)	(185)
Total	682	1 475
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾		
Maintien	471	377
Croissance	944	856
Total	1 415	1 233

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les	
	2016	31 mars 2015
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	(884)	856

1) Mesures financières hors PCGR. Le résultat d'exploitation fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net ci-après. 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 31 mars	
	2016	2015
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	565,8	475,6
Exploration et production (kbep/j)	125,6	126,8
Total	691,4	602,4
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	99/1	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	91	95
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	420,9	437,1

Résultat net

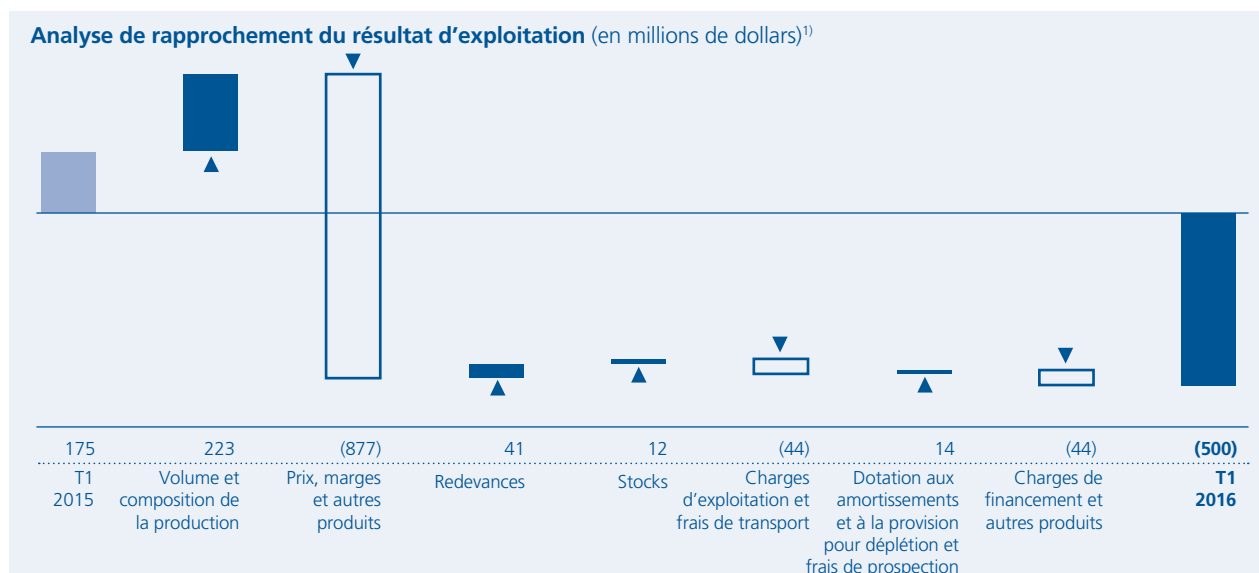
La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 257 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison d'une perte nette de 341 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

- La Société a comptabilisé un profit de change latent hors trésorerie après impôt de 885 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains pour le premier trimestre de 2016, en comparaison d'une perte de change latente hors trésorerie de 940 M\$ pour le premier trimestre de 2015.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie de 90 M\$ après impôt découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt à long terme du secteur Siège social, par suite d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit, à l'égard de son secteur Siège social, des charges après impôt de 38 M\$ liées à l'acquisition et à l'intégration de COS.
- Au premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a réduit de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à la comptabilisation d'un produit d'impôt différé de 406 M\$ par le secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts annoncées plus tôt pour le secteur Siège social.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Résultat net	257	(341)
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(885)	940
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt ²⁾	90	—
Coûts liés à l'acquisition et à l'intégration de COS ³⁾	38	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁴⁾	—	(406)
Charges de restructuration ⁵⁾	—	57
Produit d'assurance ⁶⁾	—	(75)
Résultat d'exploitation¹⁾	(500)	175

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Perte hors trésorerie sur les swaps de taux d'intérêt de la Société découlant de la diminution des taux d'intérêt à long terme et des taux de change défavorables.
- 3) Coûts de transaction et charges connexes liés à l'acquisition de COS.
- 4) Ajustements de l'impôt différé de la Société découlant d'une baisse du taux d'impôt au Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- 5) Charges de restructuration liées aux mesures de réduction des coûts.
- 6) Produit d'assurance contre les pertes d'exploitation relatif aux actifs de Terra Nova du secteur E&P.



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

Suncor a enregistré une perte d'exploitation consolidée de 500 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 175 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique par la baisse des prix obtenus en amont qui a résulté de la diminution des cours de référence, par le contexte commercial moins favorable en aval et par l'incidence des charges d'exploitation supplémentaires de 164 M\$ après impôt par suite de

l'augmentation de la participation directe dans Syncrude qui a découlé de l'acquisition de COS. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'incidence des taux de change plus faibles sur les prix obtenus, par l'augmentation de la production tirée de Syncrude, par la baisse de 120 M\$ des charges d'exploitation, compte non tenu de l'incidence de l'acquisition de COS, pour l'ensemble des activités de la Société, et par la diminution des redevances qui a découlé de la baisse des prix du pétrole brut.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Sables pétrolifères	22	27
Exploration et production	2	3
Raffinage et commercialisation	16	16
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	62	47
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	102	93

Les paiements fondés sur des actions en trésorerie se sont établis à 292 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison de 267 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation consolidés se sont chiffrés à 682 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison de 1,475 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessus.

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	
		2016	31 mars 2015
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	33,50	48,65
Pétrole brut Brent daté à Sullom Voe	\$ US/b	33,90	53,85
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,95	11,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	34,50	52,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	19,30	33,90
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,25	14,75
Condensat à Edmonton	\$ US/b	34,45	45,60
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,85	2,75
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	18,10	29,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,75	19,20
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	9,10	16,00
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,00	21,50
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,05	18,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,73	0,81
Taux de change à la fin de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,79

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 2016 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux ont subi l'incidence négative de la baisse du prix du WTI, qui est passé de 48,65 \$ US/b au premier trimestre de 2015 à 33,50 \$ US/b. Suncor produit du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Les cours du MSW à Edmonton et du WCS à Hardisty ont diminué pour passer respectivement de 52,25 \$ US/b et de 33,90 \$ US/b au premier trimestre de 2015 à 34,50 \$ US/b et à 19,30 \$ US/b au premier trimestre de 2016, ce qui a donné lieu à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique sulfureux.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent. Le cours du pétrole brut Brent a diminué pour s'établir en moyenne à 33,90 \$ US/b au premier trimestre de 2016, en comparaison de 53,85 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 1,85 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2016, en baisse comparativement à 2,75 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2015.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que les marges de raffinage réelles sont établies d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode du 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 et les marchés de vente des produits raffinés qui lui sont propres influent également sur les marges spécifiques à chacune des raffineries.

Le surplus d'électricité produit par les activités *in situ* de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a diminué pour s'établir en moyenne à 18,10 \$/MWh au premier trimestre de 2016, comparativement à 29,15 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Au premier trimestre de 2016, le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour passer de 0,81 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 0,73 \$ US pour un dollar canadien, ce qui a eu une incidence favorable sur les prix obtenus par la Société au premier trimestre de 2016, mais n'a compensé qu'en partie la baisse des cours de référence du pétrole brut.

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

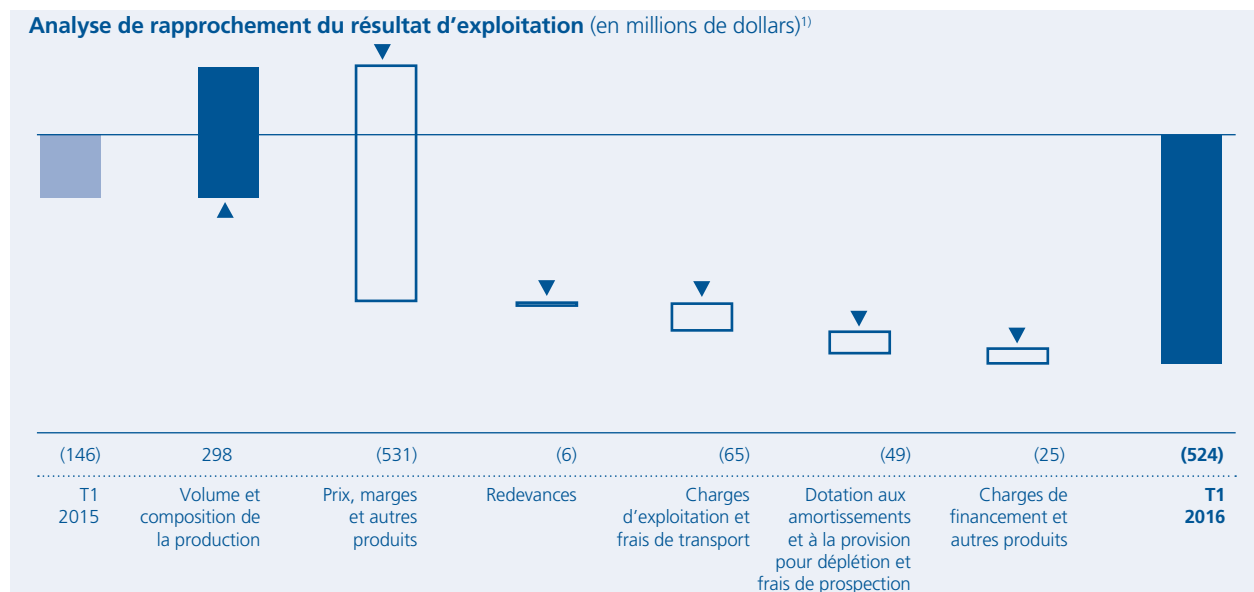
4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Produits bruts	2 039	2 284
Moins les redevances	(19)	(18)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 020	2 266
Résultat net	(524)	(146)
Résultat d'exploitation ¹⁾	(524)	(146)
<i>Sables pétrolifères</i>	(517)	(131)
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	(7)	(15)
Flux de trésorerie d'exploitation ¹⁾	263	525

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



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

Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 517 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 131 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette plus grande perte est principalement attribuable à la baisse des prix obtenus, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation et la hausse des volumes de production enregistrées au premier trimestre de 2016.

Le secteur Coentreprises des Sables pétrolifères a enregistré une perte d'exploitation de 7 M\$, comparativement à une perte d'exploitation de 15 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par la hausse des volumes de production qui a résulté de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude, partiellement contrebalancée par la diminution des prix obtenus et par les charges d'exploitation.

supplémentaires de 164 M\$ après impôt qui ont découlé de l'accroissement de la production attribuable à l'acquisition de COS.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	322,3	346,5
Bitume non valorisé	130,7	93,9
Sables pétrolifères	453,0	440,4
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	112,8	35,2
Total	565,8	475,6

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 rendement en pétrole brut synthétique et le diesel provenant des usines de valorisation de Suncor représentent environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	132,2	112,5
Diesel	24,8	30,8
Pétrole brut synthétique sulfureux	172,7	201,3
Produits valorisés	329,7	344,6
Bitume non valorisé	134,5	95,8
Sables pétrolifères	464,2	440,4
Coentreprises des Sables pétrolifères – Syncrude	112,8	35,2
Total	577,0	475,6

Le volume de production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir en moyenne à 453 000 b/j au premier trimestre de 2016, comparativement à 440 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse de la production à Firebag et à MacKay River. La production de pétrole brut synthétique a fléchi au premier trimestre de 2016 pour s'établir à 322 300 b/j, en comparaison de 346 500 b/j au premier trimestre de 2015, ce qui s'explique par l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés durant la période écoulée. La composition des ventes de pétrole brut synthétique au premier trimestre de 2016 reflète l'augmentation de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux qui a résulté de la diminution du volume de travaux de maintenance non planifiés exécutés aux installations de valorisation secondaire par rapport au premier trimestre de 2015, durant lequel des travaux de maintenance non planifiés avaient été menés à l'égard des installations d'hydrotraitement.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi en moyenne à 464 200 b/j au premier trimestre de 2016, en hausse par rapport à 440 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production.

Le niveau des stocks a diminué au premier trimestre de 2016, tandis qu'il avait très peu varié au premier trimestre de 2015.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a augmenté pour s'établir en moyenne à 112 800 b/j au premier trimestre de 2016, en comparaison de 35 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à la participation directe supplémentaire de 36,74 % qui a été obtenue par la voie de

l'acquisition de COS le 5 février 2016. La hausse de la production d'un trimestre à l'autre est également attribuable à l'amélioration de la fiabilité au premier trimestre de 2016, le taux d'utilisation des installations de valorisation s'étant accru pour passer de 84 % au premier trimestre de 2015 à 91 %. Des travaux de révision planifiés d'une durée prévue d'environ sept semaines ont été entrepris à Syncrude au début du deuxième trimestre de 2016. Ces travaux ont été pris en compte dans les prévisions révisées de la Société pour 2016.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	304,0	318,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	449,4	466,1
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,68
Production <i>in situ</i>		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	199,0	188,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	36,8	29,3
Total de la production de bitume <i>in situ</i>	235,8	218,0
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,6	2,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,8	2,8

La production de bitume provenant des activités d'exploitation et d'extraction minières du secteur Sables pétrolifères – Activités de base a diminué pour s'établir en moyenne à 304 000 b/j au premier trimestre de 2016, en comparaison de 318 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par les travaux de maintenance portant sur les installations d'extraction qui ont été entrepris au cours du trimestre, alors qu'un faible volume de travaux de maintenance avaient été exécutés au premier trimestre de 2015.

La production de bitume tirée des activités *in situ* a augmenté pour s'établir en moyenne à 235 800 b/j au premier trimestre de 2016, en comparaison de 218 000 b/j au premier trimestre de 2015. Cette augmentation s'explique surtout par la hausse de la production à Firebag qui a découlé des activités de désengorgement menées à bien au quatrième trimestre de 2015 et par l'excellent rendement des puits intercalaires. À MacKay River, la production a augmenté pour s'établir à 36 800 b/j au premier trimestre de 2016, en comparaison de 29 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la production supplémentaire prévue qui a découlé du projet de désengorgement.

Les ratios vapeur-pétrole de Firebag et de MacKay River n'ont pas varié par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui témoigne, une fois de plus, de l'excellente fiabilité de l'exploitation et du solide rendement des réservoirs.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique et diesel	39,44	53,44
Bitume	6,43	24,01
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	29,87	47,04
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(16,20)	(13,22)
Secteur Coentreprises des Sables pétrolifères		
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	44,07	55,91
Syncrude, par rapport au WTI	(2,00)	(4,35)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 29,87 \$/b au premier trimestre de 2016, en comparaison de 47,04 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul résulte principalement de la baisse du cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par les taux de change moindres. Les prix obtenus pour le bitume ont diminué pour s'établir à 6,43 \$/b au premier trimestre de 2016, en comparaison de 24,01 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'élargissement des écarts avec le cours de référence du WCS.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont été légèrement plus élevées au premier trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse de la production totale, partiellement contrebalancée par la baisse des cours de référence.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et les frais de transport ont été plus élevés au premier trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'augmentation de la participation directe dans Syncrude qui a découlé de l'acquisition de COS, partiellement contrebalancée par l'incidence des mesures de réduction des coûts mises en œuvre par la Société, par la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance et par la baisse des prix du gaz naturel. Se reporter à la rubrique « 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. Les frais de transport du premier trimestre de 2016 ont été supérieurs à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'accroissement du volume des ventes.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté au premier trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de 2015, en raison principalement de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude et des actifs qui ont été mis en service en 2015, notamment des plateformes de puits et des puits intercalaires, de même qu'à l'accroissement de la production *in situ* enregistré au premier trimestre de 2016.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 435	1 372
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	(334)	(114)
Coûts non liés à la production ²⁾	(33)	(39)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(31)	(68)
Variations des stocks	(38)	(25)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	999	1 126
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	24,25	28,40
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude		
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ⁴⁾	327	113
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	31,35	35,75

- 1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les charges d'exploitation décaissées par baril sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 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 et de développement.
- 3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts rendent compte de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par une unité de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.
- 4) Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont présentées en fonction des ventes, après déduction des coûts non liés à la production associés principalement aux activités de recherche et de développement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 24,25 \$ au premier trimestre de 2016, en comparaison de 28,40 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution des charges d'exploitation décaissées totales et de l'accroissement des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées totales ont diminué, passant de 1,126 G\$ au premier trimestre de 2015 à 999 M\$, en raison principalement de la diminution des charges d'exploitation et des coûts de maintenance qui a découlé des mesures de réduction des coûts de la Société et de la baisse du coût d'approvisionnement en gaz naturel.

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

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts, qui sont également exclus des charges d'exploitation décaissées, ont diminué au premier trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des charges liées à un swap de gaz conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai attribuable à la baisse des prix du gaz naturel.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué au premier trimestre de 2016 pour s'établir à 31,35 \$, en comparaison de 35,75 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement des volumes de production et de la baisse des charges d'exploitation. Les charges d'exploitation décaissées totales ont augmenté, passant de 113 M\$ au premier trimestre de 2015 à 327 M\$, en raison de la participation directe supplémentaire de 36,74 % obtenue par la voie de l'acquisition de COS, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation. Les coûts associés à la participation accrue dans Syncrude se sont élevés à 224 M\$ pour le premier trimestre de 2016.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Comme il est prévu tous les cinq ans, des travaux de révision complets de certains actifs associés à l'usine de valorisation 2 ont été entrepris vers la fin du premier trimestre de 2016. La majeure partie de ces travaux devraient être achevés au

deuxième trimestre de 2016. La Société a l'intention d'entreprendre d'autres travaux de maintenance d'envergure portant sur les installations de valorisation au cours des troisième et quatrième trimestres de 2016. Les prévisions de la Société pour 2016 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

Acquisitions de participations dans Syncrude

Au cours du premier trimestre de 2016, la Société a conclu l'acquisition de COS, portant sa participation dans Syncrude à 48,74 %.

Après la clôture du trimestre, Suncor a également conclu une convention d'achat et de vente visant l'acquisition de la participation de 5 % de Murphy Oil Company Ltd. dans Syncrude pour 937 M\$, sous réserve des ajustements qui seront apportés à la clôture de la transaction. La date d'entrée en vigueur de la transaction est le 1^{er} avril 2016, et la clôture devrait avoir lieu avant la fin du deuxième trimestre de 2016. Après la clôture de la transaction, la participation directe de Suncor dans Syncrude passera à 53,74 %.

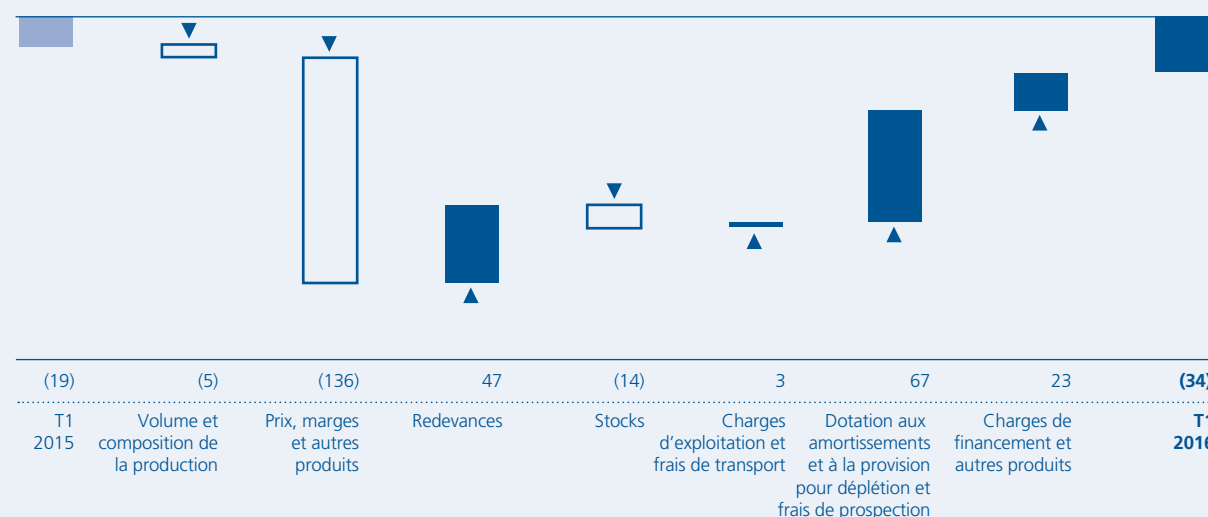
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Produits bruts	531	769
Moins les redevances	(29)	(126)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	502	643
Résultat net	(34)	462
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :		
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	(406)
Produit d'assurance	—	(75)
Résultat d'exploitation ²⁾	(34)	(19)
<i>E&P Canada</i>	(19)	(33)
<i>E&P International</i>	(15)	14
Flux de trésorerie d'exploitation ²⁾	261	449

- 1) Ajustements de l'impôt différé de la Société résultant d'une réduction du taux d'imposition du Royaume-Uni sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter également 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 E&P a enregistré une perte d'exploitation de 34 M\$ au premier trimestre de 2016, en comparaison d'une perte d'exploitation de 19 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

E&P Canada a enregistré une perte d'exploitation de 19 M\$, en baisse comparativement à celle de 33 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse de la dotation aux amortissements qui a résulté de la diminution des taux d'amortissement et de déplétion, par la diminution des coûts liés aux travaux de forage d'exploration et par la baisse des charges de redevances. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par la baisse des prix obtenus et par la diminution des volumes de production attribuable à la déplétion naturelle à Terra Nova.

E&P International a enregistré une perte d'exploitation de 15 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 14 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus et par l'augmentation de la dotation aux amortissements associée à Golden Eagle, partiellement contrebalancées par la production plus élevée dégagée par Golden Eagle et Buzzard.

Volumes de production

	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
E&P Canada		
Terra Nova (kb/j)	12,8	23,3
Hibernia (kb/j)	24,1	22,0
White Rose (kb/j)	13,7	12,8
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	3,0	3,6
	53,6	61,7
E&P International		
Buzzard (kbep/j)	53,4	51,4
Golden Eagle (kbep/j)	18,6	9,8
Royaume-Uni (kbep/j)	72,0	61,2
Libye (kb/j)	—	3,9
	72,0	65,1
Production totale (kbep/j)	125,6	126,8
Composition (liquides/gaz) (%)	96/4	96/4

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 53 600 bep/j au premier trimestre de 2016, en comparaison de 61 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse tient principalement à la déplétion naturelle à Terra Nova, partiellement contrebalancée par la hausse de la production qui a été enregistrée à Hibernia et à White Rose en raison du projet de l'unité d'extension sud d'Hibernia et du projet d'extension sud de White Rose au deuxième semestre de 2015.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 72 000 bep/j au premier trimestre de 2016, contre 65 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à Golden Eagle, où les taux de production ont atteint un sommet, de même qu'à l'excellente fiabilité de l'exploitation à Buzzard. Quant à la production en Libye, elle demeure interrompue en raison de l'agitation politique dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités reprendront leur cours normal.

Prix obtenus

	Trimestres clos les 31 mars	
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2016	2015
Exploration et production		
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	44,49	66,62
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	1,36	2,23
E&P International (\$/bep)	41,05	62,16

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au premier trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des cours de référence du Brent, en partie compensée par l'incidence des taux de change moindres.

Redevances

Les redevances du secteur E&P ont été moins élevées au premier trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus et du fléchissement des volumes provenant de la côte Est du Canada.

Stocks

Des stocks ont été prélevés au premier trimestre de 2016, tandis que le niveau des stocks avait très peu varié au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué au premier trimestre de 2016 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des mesures de réduction des coûts.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection ont été moins élevés au premier trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a engagé des frais d'exploration négligeables au premier trimestre de 2016 comparativement au premier trimestre de 2015, au cours duquel elle avait inscrit une charge à l'égard d'un puits improductif sur la côte Est du Canada. De plus, la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a diminué d'un trimestre à l'autre, la diminution des taux de déplétion et le recul de la production de la côte Est du Canada ayant été partiellement contrebalancés par la hausse de la dotation à la provision pour déplétion au Royaume-Uni en raison de l'accroissement de la production.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

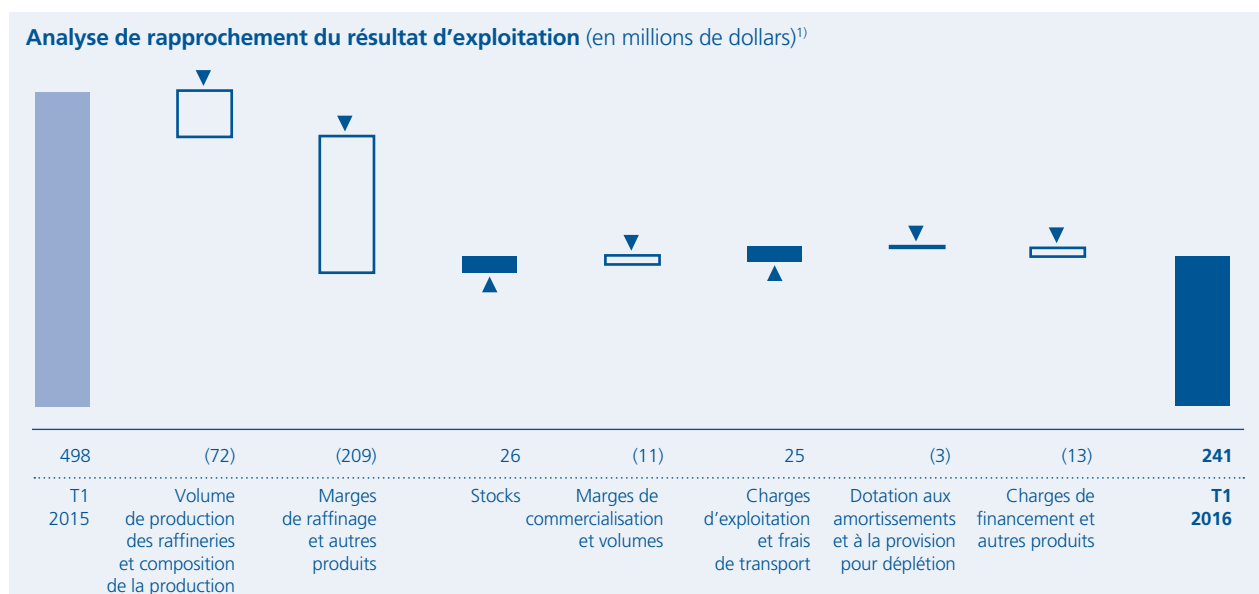
Des travaux de maintenance planifiés d'une durée de quatre semaines devraient débuter à Terra Nova au deuxième trimestre de 2016. Les répercussions de ces travaux de maintenance ont été prises en compte dans les prévisions de la Société pour 2016.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Produits d'exploitation	3 591	4 830
Résultat net	241	498
Résultat d'exploitation ¹⁾	241	498
<i>Activités de raffinage et d'approvisionnement</i>	175	394
<i>Activités de commercialisation</i>	66	104
Flux de trésorerie d'exploitation ¹⁾	404	686

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



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

Le secteur Raffinage et approvisionnement a enregistré un bénéfice d'exploitation de 175 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison de 394 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le recul enregistré au premier trimestre de 2016 rend compte de la diminution des marges de craquage, du rétrécissement des écarts de prix du brut provenant de l'intérieur des terres et de la baisse du débit de traitement, partiellement contrebalancés par l'amélioration des écarts liés à l'emplacement pour l'essence et par la baisse des charges d'exploitation. Pour le premier trimestre de 2016 et le premier trimestre de 2015, la Société a inscrit des pertes liées à la méthode PEPS s'élevant respectivement à 192 M\$ et à 170 M\$, en raison de la diminution des prix des charges d'alimentation en brut.

L'apport des activités de commercialisation au résultat d'exploitation s'est chiffré à 66 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison de 104 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique principalement par la diminution des marges sur les lubrifiants et par la baisse des volumes de distillats et des marges dégagés sur ceux-ci au sein du réseau de vente en gros.

Données sur les activités de raffinage

	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	212,1	212,4
Ouest de l'Amérique du Nord	208,8	224,7
Total	420,9	437,1
Production d'éthanol (kb/j)	7,3	7,5
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	96	96
Ouest de l'Amérique du Nord	87	94
Total	91	95
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	230,2	237,8
Distillat	172,1	206,2
Autres	87,2	75,7
Total	489,5	519,7
Marge de raffinage brute²⁾ (\$/b)	19,10	28,50
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	5,10	5,40

- 1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité de ces unités.
- 2) La marge de raffinage brute par baril et les charges d'exploitation de raffinage par baril sont présentées en fonction de la production totale des quatre raffineries de la Société.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a diminué au premier trimestre de 2016, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation moyen des raffineries de 91 %, en comparaison de 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Ouest de l'Amérique du Nord a diminué pour s'établir à 208 800 b/j au premier trimestre de 2016, en comparaison de 224 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse de la demande pour les produits raffinés dans l'Ouest du Canada. Des travaux de maintenance planifiés ont été exécutés à Commerce City durant les deux trimestres. Toutefois, les travaux de maintenance exécutés au premier trimestre de 2015 avaient eu une incidence moins importante sur le volume de production. Le volume moyen de pétrole brut traité par les raffineries de l'Est de l'Amérique du Nord s'est établi à 212 100 b/j au premier trimestre de 2016, essentiellement inchangé par rapport aux 212 400 b/j traités au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales se sont chiffrées à 489 500 b/j au premier trimestre de 2016, en baisse par rapport à celles de 519 700 b/j enregistrées au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la baisse de la demande pour les distillats liée à la conjoncture économique plus difficile dans l'Ouest du Canada et aux températures plus chaudes qui ont été enregistrées dans l'Est du Canada au premier trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et qui ont eu une incidence sur la demande pour l'huile de chauffage.

Prix et marges

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

- Les marges de craquage de référence ont été moins élevées au premier trimestre de 2016 qu'au premier trimestre de 2015, en raison surtout de l'offre excédentaire de distillat sur le marché et du rétrécissement de l'écart entre le WTI et le Brent, lequel a toutefois été partiellement contrebalancé par l'incidence de la dépréciation du dollar canadien.

- Les écarts entre le prix du brut provenant de l'intérieur des terres et le cours du WTI se sont rétrécis au premier trimestre de 2016 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une diminution des marges de raffinage.
- Au premier trimestre de 2016, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une baisse du résultat net et des flux de trésorerie d'exploitation d'environ 192 M\$ après impôt, en comparaison de 170 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une variation globale de 22 M\$ entre les deux trimestres.
- Les facteurs précédents ont été partiellement contrebalancés par l'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour l'essence au premier trimestre de 2016, comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de commercialisation du premier trimestre de 2016 reflètent l'incidence de la baisse de la demande par rapport au premier trimestre de 2015.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont été moins élevés au premier trimestre de 2016 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des coûts de maintenance et des frais de commercialisation ainsi que de la diminution des coûts de l'énergie qui a découlé de la baisse des prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation des raffineries se sont établies à 5,10 \$/b, ce qui est inférieur de 6 % à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion a augmenté légèrement au premier trimestre de 2016, en raison des entrées d'actifs liées aux travaux de maintenance planifiés exécutés depuis le premier trimestre de 2015.

Travaux de maintenance planifiés

Comme elle l'avait annoncé dans ses prévisions pour 2016, la Société prévoit mener des travaux de révision à trois de ses quatre raffineries, y compris des travaux de maintenance d'une durée de quatre semaines à la raffinerie de Commerce City, des travaux de maintenance planifiés d'une durée totale de 11 semaines à la raffinerie de Sarnia et des travaux de maintenance d'une durée de six semaines à la raffinerie de Montréal.

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	
	2016	31 mars 2015
Résultat net	574	(1 155)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(885)	940
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt	90	—
Coûts liés à l'acquisition de COS	38	—
Charges de restructuration	—	57
Résultat d'exploitation ¹⁾	(183)	(158)
Énergie renouvelable	10	8
Négociation de l'énergie	(2)	57
Siège social	(226)	(257)
Éliminations	35	34
Flux de trésorerie d'exploitation ¹⁾	(246)	(185)

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	149	125

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

Les actifs liés à l'énergie renouvelable ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 10 M\$ au premier trimestre de 2016, en comparaison de 8 M\$ au premier trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à la contribution du projet éolien Cedar Point, qui est entré en production au cours de l'exercice précédent, contribution en partie contrebalancée par la cession de la participation de Suncor dans les projets éoliens Wintering Hills et Kent Breeze au troisième trimestre de 2015.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie se sont soldées par une perte d'exploitation de 2 M\$ au premier trimestre de 2016, tandis qu'elles s'étaient soldées par un bénéfice d'exploitation de 57 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2015, la Société avait inscrit des profits plus élevés dans le cadre de ses stratégies de négociation du pétrole brut, en raison des écarts plus importants entre les prix du brut.

Siège social

Le siège social a enregistré une perte d'exploitation de 226 M\$ pour le premier trimestre de 2016, en comparaison de 257 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient surtout à l'incidence des mesures de réduction des coûts, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'intérêts liées à la prise en charge de la dette de COS. Au premier trimestre de 2016, la Société a incorporé une tranche de 141 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 93 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 2016, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 35 M\$, alors qu'elle avait comptabilisé un profit intersectoriel après impôt de 34 M\$ au premier trimestre de 2015.

5. DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Sables pétrolifères	1 107	793
Exploration et production	271	356
Raffinage et commercialisation	172	83
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	6	94
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 556	1 326
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(141)	(93)
	1 415	1 233

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie ¹⁾²⁾³⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2016		
	Maintien	Croissance	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	203	110	313
<i>Activités in situ</i>	55	14	69
<i>Coentreprises des Sables pétrolifères</i>	40	586	626
Exploration et production	2	232	234
Raffinage et commercialisation	166	2	168
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	5	—	5
	471	944	1 415

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 2) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, 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 Exploration et production, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.
- 3) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur Exploration et production, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

Pour le premier trimestre de 2016, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,415 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif). Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du premier trimestre de 2016 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse des dépenses liées à Fort Hills, conjuguée à l'incidence de l'acquisition par la Société d'une participation directe supplémentaire dans ce projet au quatrième trimestre de 2015. La hausse des dépenses en immobilisations d'un trimestre à l'autre est également attribuable à l'augmentation des coûts de maintenance du secteur

Sables pétrolifères et du secteur Raffinage et commercialisation qui a découlé des travaux préparatoires à la révision de l'usine de valorisation 2 et des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse du volume de travaux de forage de développement menés sur la côte Est du Canada et au Royaume-Uni et par le fait qu'aucun forage n'est actuellement en cours en Norvège. Les activités menées au premier trimestre de 2016 comprennent celles décrites ci-après.

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 313 M\$ au premier trimestre de 2016. De ce montant, des tranches de 203 M\$ et de 110 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les dépenses liées au programme de travaux de maintenance planifiés, qui a été lancé à la fin du premier trimestre de 2016 et qui comprend principalement des travaux de révision de l'usine de valorisation 2. De plus, certains travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations du secteur Sables pétrolifères ont été exécutés au cours de la période.

Les dépenses en immobilisations de croissance ont été affectées principalement aux actifs de logistique et d'entreposage destinés à faciliter 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 69 M\$. De ce montant, des tranches de 55 M\$ et de 14 M\$ ont été affectées respectivement aux activités de maintien et aux activités de croissance. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été affectées à la poursuite des travaux d'aménagement de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Coentreprises des Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur Coentreprises des Sables pétrolifères ont totalisé 626 M\$. Des dépenses en immobilisations de croissance de 586 M\$ ont été affectées aux travaux d'aménagement et de construction du projet Fort Hills, lesquels étaient achevés à hauteur de 55 % à la clôture du premier trimestre de 2016. Les dépenses du trimestre ont été affectées à l'approvisionnement en matériaux et en équipement devant servir à l'extraction secondaire ainsi qu'à la fabrication et à la construction de modules destinés aux installations d'extraction secondaire et de services publics.

Les dépenses en immobilisations de maintien se composent de la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations de la coentreprise Syncrude, quote-part qui a augmenté au premier trimestre de 2016 en raison de l'acquisition de COS, et elles comprennent également les dépenses liées à plusieurs projets entrepris pour assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations, notamment des travaux préparatoires aux travaux de maintenance planifiés. Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent aussi des dépenses devancées liées à des projets qui devront être menés à Fort Hills afin de soutenir l'exploitation à long terme.

Exploration et production

Le secteur E&P a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 234 M\$, dont la majeure partie a été affectée aux projets de croissance, notamment au projet Hebron. À Hebron, la construction de la plateforme gravitaire et des installations de surface s'est poursuivie au premier trimestre de 2016, et les premiers barils de pétrole sont toujours attendus à la fin de 2017.

Les dépenses en immobilisations de croissance engagées au premier trimestre de 2016 comprennent les coûts liés aux travaux de forage d'exploration en eaux profondes dans le bassin Shelburne en Nouvelle-Écosse et les coûts liés aux travaux de forage en cours à Hibernia et à Golden Eagle.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur Raffinage et commercialisation, qui se sont élevées à 168 M\$, se rapportent principalement aux programmes de travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Commerce City, de Sarnia et de Montréal, ainsi qu'à un projet de remplacement de pipelines servant au transport du pétrole brut qui sert de charge d'alimentation pour la raffinerie de Commerce City.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 5 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 31 mars	
	2016	2015
Rendement du capital investi¹⁾ (en pourcentage)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	(2,2)	5,8
Compte tenu des projets majeurs en cours	(1,9)	5,0
Ratio dette nette/flux de trésorerie d'exploitation²⁾ (en nombre de fois)	2,5	1,2
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	(1,0)	2,7
Base des flux de trésorerie d'exploitation ^{2),4)}	7,9	12,4

- 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 flux de trésorerie d'exploitation et les unités de mesure fondées sur les flux de trésorerie d'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 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 flux de trésorerie d'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2016, de l'ordre de 6,0 G\$ à 6,5 G\$, ce qui tient compte de la participation directe accrue que détient la Société dans le projet Syncrude par suite de l'acquisition de COS, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés d'ici la fin de 2016, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et 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.

En se fondant sur ses projections de flux de trésorerie à court terme, lesquelles tiennent compte des dépenses en immobilisations liées aux principaux projets de croissance, la Société estime qu'elle pourra répondre à ses besoins de trésorerie supplémentaires en cédant des actifs non essentiels et en recourant à du financement obtenu sur les marchés financiers, ce que la direction estime qu'elle pourra faire à des conditions avantageuses.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents ont diminué pour s'établir à 3,134 G\$ à la fin du premier trimestre de 2016, en comparaison de 4,049 G\$ au 31 décembre 2015, en raison principalement des dépenses en immobilisations et frais de

prospection et des variations du fonds de roulement hors trésorerie, qui ont été supérieures aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation. Ces facteurs ont été compensés par la hausse des emprunts à court terme.

Au 31 mars 2016, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ huit jours.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 6,752 G\$ au 31 mars 2016, en baisse comparativement à 7,034 G\$ au 31 décembre 2015, en raison essentiellement de la hausse des emprunts à court terme, de l'incidence des variations des taux de change sur les facilités de crédit disponibles et de l'augmentation du montant des lettres de crédit, contrebalancées par les nouvelles facilités de crédit disponibles de 940 M\$ obtenues par suite de l'acquisition de COS. Au premier trimestre de 2016, la durée de la facilité de crédit entièrement renouvelable de 2 G\$ a été modifiée pour trois ans et elle vient maintenant à échéance en 2019, et une tranche de 1,15 G\$ de la facilité de crédit entièrement renouvelable de 1,6 G\$ a été prolongée d'une année de plus jusqu'en 2018.

Au premier trimestre de 2016, Moody's (« Moody's ») Investors Service a abaissé la notation de la dette à long terme de Suncor, la ramenant à Baa1 avec perspective stable, tandis que Dominion Bond Rating Service a confirmé sa notation de A (bas), en modifiant toutefois la tendance pour la qualifier de « négative ». Après la clôture du premier trimestre de 2016, Standard & Poor's a confirmé la notation de A – attribuée à la dette à long terme de la Société, en révisant toutefois la perspective pour l'établir à « négative ».

La notation de COS, acquise par la Société le 5 février 2016, a été abaissée à Ba3 par Moody's au premier trimestre de 2016.

Activités de financement

La gestion de la situation financière demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et du contexte actuel des prix. Suncor croit que le maintien d'un solide bilan financier par une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

La dette de la Société a augmenté de 2,6 G\$ au premier trimestre de 2016, en raison de l'acquisition de COS. Ce montant se compose de billets américains d'environ 2,0 G\$ en équivalents canadiens et d'un emprunt de 600 M\$ prélevé sur la facilité de crédit canadienne.

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 2016, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 29,6 % (28,2 % au 31 décembre 2015). À l'heure actuelle, la Société respecte aussi toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2016	31 décembre 2015
Dette à court terme	1 639	747
Tranche courante de la dette à long terme	71	70
Dette à long terme	16 304	14 486
Dette totale	18 014	15 303
Moins la trésorerie et ses équivalents	3 134	4 049
Dette nette	14 880	11 254
Capitaux propres	42 935	39 039
Dette totale majorée des capitaux propres	60 949	54 342
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (en %)	29,6	28,2

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2016
Dette nette au début de la période	11 254
Augmentation de la dette nette	3 626
Dette nette au 31 mars 2015	14 880
Diminution (augmentation) de la dette nette	
Flux de trésorerie d'exploitation	682
Dépenses en immobilisations et frais de prospection et autres investissements	(1 556)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de COS	109
Produit de la cession d'actifs	159
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(760)
Dette acquise dans le cadre de l'acquisition de COS	(2 639)
Dividendes moins le produit de l'exercice d'options sur actions	(446)
Incidence du change sur la trésorerie, la dette et d'autres soldes	825
	(3 626)

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 mars 2016
Actions ordinaires	1 582 011
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 149
Options sur actions ordinaires – non exerçables	14 392

Au 25 avril 2016, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 582 077 670 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 402 315. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

La Société a émis 135,7 millions d'actions en contrepartie de l'acquisition de COS.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 2015. La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

Les engagements de la Société ont augmenté d'environ 9,4 G\$ (montant non actualisé) au cours du trimestre clos le 31 mars 2016, en raison exclusivement de l'acquisition de COS. Ce montant est ventilé dans le tableau ci-après.

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

(en millions de dollars, non actualisé)	Montants à payer par période				Total
	2016	2017-2018	2019-2020	2020 et par la suite	
Dette à long terme	120	271	1 437	1 924	3 752
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état	16	47	69	2 416	2 548
Engagements relatifs aux pipelines	55	110	140	2 423	2 728
Autres obligations à long terme	107	142	27	49	325
Total	298	570	1 673	6 812	9 353

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre du résultat net et des flux de trésorerie d'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure. Les tendances au chapitre du résultat net et des flux de trésorerie d'exploitation trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	565,8	470,6	458,4	448,7	475,6	419,3	441,1	403,1
Exploration et production	125,6	112,3	107,7	111,2	126,8	138,3	78,2	115,3
	691,4	582,9	566,1	559,9	602,4	557,6	519,3	518,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 644	6 499	7 485	8 095	7 129	8 899	10 175	10 446
Autres produits (pertes)	(67)	94	72	49	257	192	98	203
	5 577	6 593	7 557	8 144	7 386	9 091	10 273	10 649
Résultat net	257	(2 007)	(376)	729	(341)	84	919	211
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,63	0,14
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	0,06	0,62	0,14
Résultat d'exploitation¹⁾	(500)	(26)	410	906	175	386	1 306	1 135
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	(0,33)	(0,02)	0,28	0,63	0,12	0,27	0,89	0,77
Flux de trésorerie d'exploitation¹⁾	682	1 294	1 882	2 155	1 475	1 492	2 280	2 406
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,45	0,90	1,30	1,49	1,02	1,03	1,56	1,64
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	(2,2)	0,6	5,1	7,2	5,8	8,6	9,4	10,1
(Profit) perte de change latente après impôt sur la dette libellée en dollars américains	885	(382)	(786)	178	(940)	(302)	(394)	282
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	0,28	0,28	0,23
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	36,17	35,72	35,69	34,40	37,01	36,90	40,53	45,50
Bourse de New York (\$ US)	27,81	25,80	26,72	27,52	29,25	31,78	36,15	42,63

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 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2014	30 sept. 2014	30 juin 2014
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	33,50	42,15	46,45	57,95	48,65	73,15	97,20	103,00
Brent daté	\$ US/b	33,90	43,70	50,30	61,95	53,85	76,25	101,90	109,65
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,95	10,35	8,50	8,15	11,05	10,05	12,50	13,85
MSW à Edmonton	\$ CA/b	34,50	53,55	52,35	68,05	52,25	75,95	97,45	105,90
WCS à Hardisty	\$ US/b	19,30	27,70	33,25	46,35	33,90	58,90	77,00	82,95
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	14,25	14,50	13,20	11,60	14,75	14,25	20,20	20,05
Condensat à Edmonton	\$ US/b	34,45	41,65	44,20	57,95	45,60	70,55	93,45	105,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,85	2,45	2,90	2,55	2,75	3,60	4,00	4,65
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	18,10	21,20	26,05	57,25	29,15	30,55	63,90	42,30
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,75	13,60	22,25	23,85	19,20	16,15	20,50	21,55
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	9,10	13,90	23,95	20,30	16,00	14,40	17,50	19,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,00	17,90	28,75	32,55	21,50	12,45	24,60	26,10
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	11,05	11,05	21,55	22,90	18,00	10,15	19,10	19,55
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,73	0,75	0,76	0,81	0,81	0,88	0,92	0,92
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,72	0,75	0,80	0,79	0,86	0,89	0,94

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 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie après impôt de 90 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des dérivés de taux d'intérêt à terme du secteur Siège social, en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au premier trimestre de 2016, la Société a inscrit, à l'égard de son secteur Siège social, des charges après impôt de 38 M\$ liées à l'acquisition et à l'intégration de COS.
- Au quatrième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé, à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation, des pertes de valeur après impôt de 359 M\$ pour White Rose, de 331 M\$ pour Golden Eagle et de 54 M\$ pour Terra Nova, en raison de l'incidence de la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut sur les valeurs respectives des réserves liées aux actifs. De plus, elle a comptabilisé des pertes de valeur de 290 M\$ à l'égard de sa participation dans le projet minier Joslyn et de 54 M\$ à l'égard de Ballicatters, en raison de l'incertitude entourant le moment et la probabilité de réalisation des plans de mise en valeur, ainsi qu'une perte de valeur de 96 M\$ à l'égard du secteur Sables pétrolifères, à la suite d'un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec les stratégies de croissance de Suncor et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière.
- Au quatrième trimestre de 2015, en raison de l'interruption de la production en Libye découlant de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation, de la montée de l'agitation politique et de l'incertitude accrue quant à savoir si les activités de la Société dans ce pays reprendront leur cours normal, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 415 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.

- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 68 M\$ à la cession de la quote-part de la Société dans certains actifs et passifs de Pioneer Energy faisant partie du secteur Raffinage et commercialisation.
- Au deuxième trimestre de 2015, la Société a comptabilisé une charge d'impôt différé de 423 M\$ liée à une hausse de 2 % du taux d'imposition des sociétés en Alberta.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'impôt de 406 M\$ dans le secteur E&P, lié à une baisse de 12 % du taux d'impôt au Royaume-Uni.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé un produit d'assurance après impôt de 75 M\$ lié à une réclamation portant sur les actifs de Terra Nova du secteur E&P.
- Au premier trimestre de 2015, la Société a comptabilisé des charges de restructuration après impôt de 57 M\$ liées aux mesures de réduction des coûts mises en œuvre par le secteur Siège social.
- Au troisième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 61 M\$ découlant de la vente de ses actifs gaziers de Wilson Creek faisant partie du secteur E&P.
- Au troisième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un ajustement lié à une charge d'impôt exigible et une charge d'intérêts connexe de 54 M\$ en raison du calendrier des déductions pour amortissement aux fins de l'impôt de certaines dépenses en immobilisations engagées par le secteur Sables pétrolifères au cours d'une période précédente.
- Au deuxième trimestre de 2014, les activités de mise en valeur du projet minier Joslyn ont été réduites afin de prioriser les études techniques et d'ainsi optimiser davantage le plan de mise en valeur du projet. Par suite de son évaluation des flux de trésorerie nets futurs attendus et en raison de l'incertitude entourant le projet, notamment en ce qui a trait au calendrier des plans de mise en valeur, Suncor a comptabilisé en résultat net une perte de valeur après impôt de 718 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- Au deuxième trimestre de 2014, compte tenu de la fermeture prolongée de certains terminaux d'exportation en Libye et de ses plans de production pour la durée résiduelle des contrats de partage de la production, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 297 M\$ à l'égard des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.
- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères après un examen de certains actifs qui ne cadraient plus avec ses stratégies de croissance révisées et qui ne pouvaient être réaffectés ou utilisés d'une autre manière. Ces actifs comprenaient un pipeline et le compresseur s'y raccordant, ainsi que des composants servant à la production de vapeur.
- Au deuxième trimestre de 2014, la Société a comptabilisé un bénéfice après impôt de 32 M\$ lié à un accord lui donnant droit à une réévaluation de ses réserves de l'ordre de 1,2 million de barils de pétrole en raison de la participation qu'elle détenait auparavant dans un actif norvégien.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2015 de Suncor.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements

comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2015.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 26 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2015 et à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2016, de même qu'à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2015 de Suncor.

Impôt sur le résultat

Au cours du premier trimestre de 2015, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 62 % à 50 % le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à une diminution non récurrente de 406 M\$ des passifs d'impôt différé.

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

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$;
- a versé une sûreté d'environ 642 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et est actuellement en appel devant celle-ci.

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

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2016, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont 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 2016, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 2016, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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

Prévisions de la Société

Suncor a mis à jour les prévisions qu'elle avait publiées pour 2016 afin de modifier ses estimations relatives à la production et certaines de ses hypothèses. Son communiqué de presse daté du 27 avril 2016, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés aux hypothèses se rapportant à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les stocks selon la méthode DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié aux volumes et à la composition est calculé en fonction des volumes de production et de la composition de la production des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui servent de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui sont ensuite vendus sous forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances comprend les redevances en Libye, qui représentent l'écart entre les produits bruts, calculé d'après la quote-part de la production revenant à Suncor, et les produits nets lui revenant aux termes des contrats respectifs.
- Le facteur d'écart lié aux stocks reflète le coût d'opportunité lié à l'accumulation de stocks produits ou la marge additionnelle réalisée sur la réduction des stocks produits au cours de périodes précédentes. Dans l'analyse comparative, le calcul de ce facteur d'écart permet à la Société de présenter le facteur d'écart lié aux volumes et à la composition en fonction des volumes de production plutôt qu'en fonction des volumes de vente.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage de projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (après ajustement pour tenir compte de l'incidence des variations des stocks) ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et aux autres produits tient compte des charges de financement, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la

moyenne sur 12 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

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

Périodes de 12 mois closes les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2016	2015
Ajustements du résultat net			
Résultat net		(1 408)	873
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		104	1 354
Charge d'intérêts nette		309	260
	A	(995)	2 487
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		9 522	6 962
Capitaux propres		41 272	42 258
		50 794	49 220
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		14 880	9 522
Capitaux propres		42 935	41 272
		57 815	50 794
Capital moyen investi	B	52 289	49 297
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	(1,9)	5,0
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	7 871	6 108
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	(2,2)	5,8

Flux de trésorerie d'exploitation

Les flux de trésorerie d'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtées et des paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat ainsi que le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les flux de trésorerie d'exploitation présentés dans le présent rapport de gestion pour les périodes de 12 mois correspondent à la somme des flux de trésorerie d'exploitation du trimestre clos le 31 mars et des trois trimestres précédents. Les flux de trésorerie d'exploitation pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » des rapports de gestion trimestriels respectifs.

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Résultat net	(524)	(146)	(34)	462	241	498	574	(1 155)	257	(341)
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	917	773	356	365	170	165	29	30	1 472	1 333
Impôt sur le résultat différé	(36)	(45)	(73)	(445)	(9)	(28)	53	71	(65)	(447)
Augmentation des passifs	45	37	17	12	2	2	—	1	64	52
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(921)	962	(921)	962
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	12	27	—	—	34	71	123	50	169	148
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	8	—	1	—	—	—	(7)	(1)	2
Rémunération fondée sur des actions	(51)	(38)	2	3	(31)	(24)	(83)	(89)	(163)	(148)
Frais de prospection	—	—	—	49	—	—	—	—	—	49
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(119)	(130)	—	(1)	(2)	(2)	(1)	—	(122)	(133)
Autres	20	39	(7)	3	(1)	4	(20)	(48)	(8)	(2)
Flux de trésorerie d'exploitation	263	525	261	449	404	686	(246)	(185)	682	1 475
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(296)	(307)	(196)	17	(34)	(288)	(108)	(21)	(634)	(599)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	(33)	218	65	466	370	398	(354)	(206)	48	876

Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant les dépenses en immobilisations et les frais de prospection pour la période de 12 mois des flux de trésorerie d'exploitation pour la même période. Ils rendent compte de la trésorerie disponible pour les distributions aux actionnaires et les activités de financement. La direction utilise cette mesure pour analyser la performance financière et la liquidité.

(en millions de dollars)	Périodes de 12 mois closes les 31 mars	
	2016	2015
Flux de trésorerie d'exploitation	6 013	7 653
Moins les dépenses en immobilisations et les frais de prospection	6 897	6 797
Flux de trésorerie disponibles	(884)	856

Charges d'exploitation décaissées

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont des mesures financières hors PCGR que l'on obtient en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur les volumes de vente) en fonction de la production (une mesure hors PCGR fondée sur les volumes de production) ajusté pour l'incidence de la variation des niveaux des stocks. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères par baril produit.

Les charges d'exploitation décaissées et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères sont également ajustées en fonction : i) des coûts liés aux activités de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, et iv) les frais de démarrage de projets.

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

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoule
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

T1	Trimestre clos le 31 mars
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les taux de redevances applicables et les lois fiscales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre et des services; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. En outre, tous les autres énoncés et les autres informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés et renseignements prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « futur », « avenir » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- la convention d'achat et de vente conclue avec Murphy Oil en vertu de laquelle Suncor acquerra la participation de 5 % de Murphy Oil dans la coentreprise Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères, notamment que l'acquisition portera la participation directe de Suncor dans Syncrude à 53,74 % et permettra d'accroître de 17 500 barils sa capacité de production de pétrole brut synthétique et que la clôture de la transaction devrait avoir lieu d'ici la clôture du deuxième trimestre de 2016;
- la durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés, y compris ceux touchant le secteur Sables pétrolifères, Syncrude, Terra Nova et les raffineries de Commerce City, de Sarnia et de Montréal;
- les projets de croissance de Suncor, y compris : i) les énoncés concernant le projet minier Fort Hills, qui devrait procurer à Suncor environ 91 000 blj de bitume, la production de pétrole devant commencer au quatrième trimestre de 2017 et la capacité devant augmenter pour atteindre 90 % de la capacité prévue dans les 12 mois suivants; et ii) les énoncés au sujet du projet Hebron, notamment le début de la production de pétrole prévu à la fin de 2017 et la quote-part estimative de la production de 31 600 blj revenant à la Société;
- le fait que Suncor continue de chercher des occasions d'élargir ses activités au moyen d'acquisitions en recherchant des actifs qui cadrent avec sa stratégie et dont les valorisations sont concurrentielles;
- le fait que Suncor prévoit que les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux d'aménagement de plateformes de puits;
- le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2016, de l'ordre de 6,0 G\$ à 6,5 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme et à ceux qui découlent des acquisitions au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie dont elle dispose actuellement, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés d'ici à la fin de 2016, des facilités de crédit qui lui ont été consenties et de l'accès aux marchés financiers;
- le fait que la Société prévoit répondre à ses besoins de trésorerie supplémentaires en cédant des actifs non essentiels et en recourant à du financement obtenu sur les marchés financiers ce qui, selon la direction, peut être fait à des conditions avantageuses;
- les prévisions de la Société relativement à la production et aux charges d'exploitation décaissées de Syncrude ainsi que les hypothèses relatives aux prévisions de la Société;
- le fait que Suncor est d'avis qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait l'aider à gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;

- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- la position de la Société à l'égard de l'avis de nouvelle cotisation qu'elle a reçu de l'ARC (et par conséquent des autorités provinciales) concernant le traitement fiscal de pertes réalisées en 2007 au moment du règlement de certains contrats dérivés, son opinion étant qu'elle réussira à faire valoir sa position fiscale initiale à cet égard et qu'elle prendra les mesures nécessaires pour résoudre ce litige. La Société a versé une sûreté d'environ 642 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales, mais elle pourrait devoir remettre un montant de trésorerie au lieu d'une sûreté.

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les charges d'exploitation soumises aux pressions inflationnistes liées à la main-d'œuvre et influencées par la volatilité du prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement); les risques et les incertitudes liés à l'obtention des autorisations réglementaires et à la consultation des parties intéressées pour exercer des activités de prospection et de mise en valeur; les modifications apportées à la législation sur les redevances et l'impôt et aux conventions connexes qui sont susceptibles de toucher nos activités; le risque que nos activités et nos projets de construction soient interrompus en conséquence de nos relations avec les syndicats représentant le personnel de nos installations; les modifications apportées à la réglementation et aux lois environnementales.

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

personnel de nos installations; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics y compris les taxes et impôts ou les avis de nouvelle cotisation ou les modifications apportées aux frais et aux redevances, notamment en ce qui concerne les avis de nouvelle cotisation que Suncor a reçus de l'ARC, de l'Ontario, de l'Alberta et du Québec relativement au règlement de certains contrats dérivés, dont le risque i) que Suncor ne puisse parvenir à faire valoir sa position fiscale initiale et doive par conséquent payer des impôts plus élevés ainsi que des intérêts et des pénalités, ou ii) que Suncor soit tenue de verser un montant de trésorerie relativement aux avis de nouvelle cotisation, en remplacement de la sûreté; les modifications aux règlements dans le domaine de l'environnement et d'autres domaines; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; des interruptions aux infrastructures de tiers qui pourraient entraîner des arrêts de production; la survenance d'imprévus, tels que des incendies, pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des systèmes informatiques de Suncor par suite de piratages informatiques ou de cyberterrorismes, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; notre capacité de découvrir et de mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'actifs pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun et à obtenir toute autorisation requise (et habituelle pour ce type de transaction) des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, et dans le rapport de gestion annuel de 2015 et la notice annuelle de 2015 ainsi que le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada sur www.sedar.com 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.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	5 644	7 129
Autres produits (note 5)	(67)	257
	5 577	7 386
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 069	2 772
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 349	2 295
Transport	289	267
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 472	1 333
Prospection	41	183
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	2
(Produits) charges financières (note 7)	(718)	1 138
	5 501	7 990
Résultat avant impôt	76	(604)
Impôt sur le résultat (note 8)		
Exigible	(116)	184
Différé	(65)	(447)
	(181)	(263)
Résultat net	257	(341)
Résultat net attribuable aux :		
Actionnaires ordinaires	246	(341)
Participation ne donnant pas le contrôle (note 4)	11	—
	257	(341)
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net		
Ajustement au titre des écarts de conversion	(262)	386
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net		
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	—	(30)
Autres éléments du résultat global	(262)	356
Résultat global	(5)	15
Par action ordinaire (en dollars) (note 9)		
Résultat net de base et dilué	0,17	(0,24)
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,16	(0,24)
Dividendes en trésorerie	0,29	0,28

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2016 (voir la note 4)	31 décembre 2015
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	3 134	4 049
Créances	3 061	2 751
Stocks	3 108	3 090
Impôt sur le résultat à recouvrer	817	538
Total de l'actif courant	10 120	10 428
Immobilisations corporelles, montant net	70 050	61 151
Prospection et évaluation	2 081	1 681
Autres actifs	1 209	1 153
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 077	3 079
Actifs d'impôt différé	35	35
Total de l'actif	86 572	77 527
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	1 639	747
Tranche courante de la dette à long terme	71	70
Dettes et charges à payer	5 075	5 306
Tranche courante des provisions	805	769
Impôt à payer	194	244
Total du passif courant	7 784	7 136
Dette à long terme	16 304	14 486
Autres passifs non courants	1 900	1 573
Provisions (note 13)	6 040	5 339
Passifs d'impôt différé	11 609	9 954
Capitaux propres	42 935	39 039
Total du passif et des capitaux propres	86 572	77 527

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Activités d'exploitation		
Résultat net	257	(341)
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 472	1 333
Impôt sur le résultat différé	(65)	(447)
Charge de désactualisation	64	52
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(921)	962
Variation de la juste valeur des contrats dérivés	169	148
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	2
Rémunération fondée sur des actions	(163)	(148)
Prospection	—	49
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(122)	(133)
Autres	(8)	(2)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(634)	(599)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	48	876
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 556)	(1 326)
Trésorerie acquise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Ltd. (note 4)	109	—
Produit de la cession d'actifs	159	40
Autres placements	(2)	(4)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(126)	(47)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 416)	(1 337)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	964	58
Variation nette de la dette à long terme	36	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	7	34
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(453)	(405)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	554	(313)
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents		
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(101)	104
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	4 049	5 495
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	3 134	4 825
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	86	76
Impôt sur le résultat payé	131	792

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 2014	19 311	609	504	—	21 179	41 603	1 444 119
Perte nette	—	—	—	—	(341)	(341)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	386	—	—	386	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 10 \$	—	—	—	—	(30)	(30)	—
Résultat global	—	—	386	—	(371)	15	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	44	(5)	—	—	—	39	1 150
Émissions aux termes du régime de réinvestissement des dividendes	10	—	—	—	(10)	—	—
Rémunération fondée sur des actions	—	20	—	—	—	20	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	(405)	(405)	—
31 mars 2015	19 365	624	890	—	20 393	41 272	1 445 269
31 décembre 2015	19 466	633	1 265	—	17 675	39 039	1 446 013
Bénéfice 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 Ltd. (note 4)	3 154	—	—	1 172	—	4 326	98 814
Transactions sur capitaux propres en vue d'éliminer la participation ne donnant pas le contrôle dans Canadian Oil Sands Ltd. (note 4)	1 298	—	—	(1 183)	(115)	—	36 879
Rémunération fondée sur des actions	—	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

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor consistent en la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation des produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de l'exercice clos le 31 décembre 2015.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 31 décembre 2015.

Des chiffres comparatifs ont été reclassés afin que leur présentation soit conforme à la présentation des états financiers de l'exercice écoulé; ainsi, les produits des activités ordinaires et charges de la Société liés à l'éthanol, qui étaient présentés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations, sont désormais présentés dans le secteur Raffinage et commercialisation. Le reclassement s'est traduit par une augmentation du résultat net du secteur Raffinage et commercialisation de 6 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2015 et de 40 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015 et par une baisse du résultat net du secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations de 6 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2015 et de 40 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2015.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2015.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations et au jugement

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et faire usage de jugement. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements futurs prévus se produisent. 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 2015.

e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des changements de taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les taux révisés sont pratiquement en vigueur.

3. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs d'exploitation de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et prises en compte, aux fins de la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
					(retraité)		(retraité)			
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	1 585	1 777	531	732	3 579	4 808	(3)	(44)	5 692	7 273
Produits intersectoriels	454	507	—	37	12	22	(466)	(566)	—	—
Moins les redevances	(19)	(18)	(29)	(126)	—	—	—	—	(48)	(144)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 020	2 266	502	643	3 591	4 830	(469)	(610)	5 644	7 129
Autres (pertes) produits	33	58	2	116	11	21	(113)	62	(67)	257
	2 053	2 324	504	759	3 602	4 851	(582)	(548)	5 577	7 386
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	140	70	—	1	2 456	3 347	(527)	(646)	2 069	2 772
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 435	1 372	145	131	542	570	227	222	2 349	2 295
Transport	184	152	23	27	92	99	(10)	(11)	289	267
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	917	773	356	365	170	165	29	30	1 472	1 333
Prospection	30	105	11	78	—	—	—	—	41	183
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	8	—	1	—	—	—	(7)	(1)	2
(Produits financiers) charges financières	55	39	15	38	11	(7)	(799)	1 068	(718)	1 138
	2 760	2 519	550	641	3 271	4 174	(1 080)	656	5 501	7 990
Résultat avant impôt	(707)	(195)	(46)	118	331	677	498	(1 204)	76	(604)
Impôt sur le résultat										
Exigible	(147)	(4)	61	101	99	207	(129)	(120)	(116)	184
Différé	(36)	(45)	(73)	(445)	(9)	(28)	53	71	(65)	(447)
	(183)	(49)	(12)	(344)	90	179	(76)	(49)	(181)	(263)
Résultat net	(524)	(146)	(34)	462	241	498	574	(1 155)	257	(341)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 107	793	271	356	172	83	6	94	1 556	1 326

4. ACQUISITION DE CANADIAN OIL SANDS

Le 5 février 2016, Suncor a obtenu le contrôle de Canadian Oil Sands Limited (« COS ») en faisant l'acquisition de 73 % des actions ordinaires en circulation de COS, en contrepartie de 0,28 action ordinaire de Suncor par action de COS déposée. L'acquisition a donné lieu à l'émission de 98,9 millions d'actions ordinaires de Suncor, qui avaient une juste valeur de 31,88 \$ chacune selon le cours de clôture à la Bourse de Toronto à la date d'acquisition.

Suncor a fait l'acquisition de COS afin de tirer parti des synergies d'exploitation et des économies d'échelle censées découler du regroupement des participations des deux sociétés dans Syncrude.

Contrepartie de l'achat

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

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

Répartition du prix d'achat

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

(en millions de dollars)

Trésorerie	109
Créances	231
Stocks	135
Autres actifs	105
Immobilisations corporelles	9 476
Prospection et évaluation	602
Total des actifs acquis	10 658
Dettes et charges à payer	(375)
Dette 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)
Actif net 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

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

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

Des coûts d'acquisition de 28,7 M\$ ont été inscrits au poste des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, à l'état consolidé du résultat global de la période close le 31 mars 2016.

COS a contribué à hauteur de 326,4 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 77,0 M\$ au bénéfice net consolidé entre la date d'acquisition et le 31 mars 2016.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2016, COS aurait contribué à hauteur de 508,0 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 40,1 M\$ au bénéfice net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 6,2 G\$ et un bénéfice net consolidé de 297 M\$ pour la période close le 31 mars 2016.

5. AUTRES (PERTES) PRODUITS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Activités de négociation de l'énergie		
Variation de la juste valeur des contrats	(24)	7
Augmentation de la valeur des stocks	30	75
Activités de gestion des risques ¹⁾	(99)	8
Produit financier et produit d'intérêts	18	18
Subventions au titre des projets d'énergie renouvelable	—	5
Produits liés aux instruments d'atténuation des risques et produits d'assurance ²⁾	—	104
Variation de la valeur des engagements relatifs au transport et autres	8	40
	(67)	257

- 1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, et des swaps différés de taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.
- 2) Inclut le produit d'assurance contre les pertes d'exploitation inscrit au premier trimestre de 2015 visant les actifs de Terra Nova du secteur Exploration et production.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	17	20
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	115	97
	132	117

7. (PRODUITS FINANCIERS) CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Intérêts sur la dette	254	210
Intérêts incorporés à l'actif	(141)	(93)
Charge d'intérêts	113	117
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	12	15
Charge de désactualisation	64	52
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(921)	962
Écarts de change et autres	14	(8)
	(718)	1 138

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

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

- a reçu des avis de nouvelle cotisation des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec, s'élevant respectivement à environ 124 M\$, 100 M\$ et 42 M\$, relativement au règlement de certains contrats dérivés;
- a versé une sûreté d'environ 642 M\$ à l'ARC et aux autorités provinciales du Québec et de l'Ontario;
- a déposé des avis de contestation auprès de l'ARC et des autorités provinciales de l'Alberta, de l'Ontario et du Québec;
- a déposé un avis d'appel auprès de la Cour canadienne de l'impôt en novembre 2014 et interjette actuellement appel devant la Cour.

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

9. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2016	31 mars 2015
Résultat net	257	(341)
Résultat net attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	246	(341)
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 516	1 445
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	1	—
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 517	1 445
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base et dilué par action	0,17	(0,24)
Résultat de base et dilué par action attribuable aux porteurs d'actions ordinaires	0,16	(0,24)

10. 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 2016.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2015	(18)	20	2
Valeur des contrats réglés au cours du trimestre	24	(70)	(46)
Variations de la juste valeur au cours du trimestre (note 5)	(24)	(99)	(123)
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2016	(18)	(149)	(167)

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 mars 2016, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	2	29	—	31
Dettes	(45)	(153)	—	(198)
	(43)	(124)	—	(167)

Au premier trimestre de 2016, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs et aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 mars 2016, la Société avait conclu pour 1,3 G\$ de swaps différés. Une diminution de 0,53 % des taux d'intérêt au cours du trimestre aurait entraîné une moins-value de 123 M\$ des swaps.

Instrument financiers non dérivés

Au 31 mars 2016, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 15,2 G\$ (13,3 G\$ au 31 décembre 2015) et sa juste valeur, à 16,0 G\$ (14,5 G\$ au 31 décembre 2015). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

11. ÉCHANGE D'ACTIFS AVEC TRANSALTA CORPORATION

Le 31 août 2015, Suncor a effectué un échange d'actifs avec TransAlta Corporation. Suncor a échangé le parc éolien Kent Breeze et sa quote-part du parc éolien Wintering Hills contre les installations de cogénération de Poplar Creek de TransAlta, qui fournissent de la vapeur et de l'énergie aux installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor. L'acquisition des installations de cogénération de Poplar Creek devrait augmenter la fiabilité et l'efficacité des activités de base de Suncor.

Dans le cadre de l'entente, Suncor a conclu un contrat de location d'une durée de 15 ans avec TransAlta afin de financer l'écart entre la juste valeur des installations de cogénération et la juste valeur des parcs éoliens. Les actifs loués comprennent deux générateurs à turbine à gaz et des générateurs de vapeur à récupération de chaleur. La propriété de ces actifs sera automatiquement transférée à Suncor à la fin du contrat pour un montant symbolique. Bien que la forme juridique de cette entente soit un contrat de location, il s'agit en fait d'une convention de financement différé qui a été conclue afin de financer le solde résiduel de l'acquisition, et la propriété des actifs passera automatiquement à Suncor à la fin du contrat. Le contrat de location est comptabilisé à titre de convention de financement différé dans le cadre du regroupement d'entreprises, car il fait partie de la contrepartie donnée à TransAlta.

Il a été déterminé que la transaction possédait une substance commerciale, étant donné que Suncor a acquis le contrôle des activités de Poplar Creek et qu'elle aura droit à la totalité de l'électricité produite. L'acquisition des actifs de Poplar Creek a été traitée comme un regroupement d'entreprises, aux termes duquel les actifs acquis et les passifs repris ont été comptabilisés à la juste valeur. Les justes valeurs ont été établies au moyen d'une approche fondée sur les flux de trésorerie futurs selon un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque se situant entre 6 % et 8 %. Les principales hypothèses retenues pour le calcul sont le taux d'actualisation, le prix de l'électricité et le prix du gaz naturel.

Contrepartie d'achat

(en millions de dollars)

Juste valeur du parc éolien Kent Breeze	47
Juste valeur de la quote-part de Suncor dans le parc éolien Wintering Hills	77
Juste valeur de la convention de financement différé	303
Contrepartie d'achat totale	427

Répartition du prix d'achat

La répartition du prix d'achat provisoire se fonde sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs acquis et des passifs repris. Il est probable que ces estimations soient révisées lorsque la répartition du prix d'achat sera finalisée.

(en millions de dollars)

Fonds de roulement	36
Immobilisations corporelles	393
Provision pour démantèlement	(2)
Actifs nets acquis	427

12. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS FORT HILLS

Le 6 novembre 2015, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet de sables pétrolifères Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. pour une contrepartie totale de 360 M\$. La quote-part de Suncor dans le projet a augmenté pour s'établir à 50,8 %.

13. PROVISIONS

Une hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, lequel a été porté à 4,73 % (4,37 % au 31 décembre 2015), s'est traduite par une baisse de 440 M\$ des provisions pour le trimestre clos le 31 mars 2016.

14. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Le 27 avril 2016, Suncor a annoncé la conclusion d'une convention d'achat et de vente avec Murphy Oil Company Ltd. (« Murphy Oil ») en vue de l'acquisition de la participation de 5 % de Murphy Oil dans la coentreprise Syncrude, qui exerce des activités d'exploitation et de valorisation des sables pétrolifères, pour 937 M\$, sous réserve des ajustements qui seront apportés à la clôture de la transaction. La transaction est subordonnée à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation et sa date d'entrée en vigueur est le 1^{er} avril 2016. Après la clôture de la transaction, qui est prévue avant la fin du deuxième trimestre de 2016, la participation directe de Suncor dans Syncrude passera à 53,74 %.

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 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2015
Produits des activités ordinaires et autres produits	5 577	6 593	7 557	8 144	7 386	29 680
Résultat net						
Sables pétrolifères	(524)	(616)	(50)	(44)	(146)	(856)
Exploration et production	(34)	(1 263)	(1)	44	462	(758)
Raffinage et commercialisation	241	506	625	677	498	2 306
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	574	(634)	(950)	52	(1 155)	(2 687)
	257	(2 007)	(376)	729	(341)	(1 995)
Résultat d'exploitation^{A)}						
Sables pétrolifères	(524)	(230)	(50)	315	(146)	(111)
Exploration et production	(34)	(50)	(1)	77	(19)	7
Raffinage et commercialisation	241	506	625	645	498	2 274
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(183)	(252)	(164)	(131)	(158)	(705)
	(500)	(26)	410	906	175	1 465
Flux de trésorerie d'exploitation^{A)}						
Sables pétrolifères	263	467	785	1 058	525	2 835
Exploration et production	261	257	253	427	449	1 386
Raffinage et commercialisation	404	605	814	816	686	2 921
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(246)	(35)	30	(146)	(185)	(336)
	682	1 294	1 882	2 155	1 475	6 806
Par action ordinaire						
Résultat net de base et dilué	0,17	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	(1,38)
Résultat net de base et dilué attribuable aux actionnaires ordinaires	0,16	(1,38)	(0,26)	0,50	(0,24)	(1,38)
Résultat d'exploitation – de base	(0,33)	(0,02)	0,28	0,63	0,12	1,01
Dividendes en trésorerie – de base	0,29	0,29	0,29	0,28	0,28	1,14
Flux de trésorerie d'exploitation – de base	0,45	0,90	1,30	1,49	1,02	4,71
Rendement du capital investi^{A)}						
	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	(2,2)	0,6	5,1	7,2	5,8	
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	(1,9)	0,5	4,5	6,3	5,0	

A) Mesures financières hors PCGR – se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

		Trimestres clos les				Période de 12 mois close le
	31 mars 2016	31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015	31 mars 2015	31 déc. 2015
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	565,8	470,6	458,4	448,7	475,6	463,4
Secteur Sables pétrolifères						
Volumes de production (kb/j)						
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	322,3	292,2	314,9	327,4	346,5	320,1
Bitume non valorisé	130,7	147,5	115,4	96,4	93,9	113,5
Production du secteur Sables pétrolifères	453,0	439,7	430,3	423,8	440,4	433,6
Production de bitume (kb/j)						
Production minière	302,0	292,4	303,3	315,5	318,3	307,3
Activités <i>in situ</i> – Firebag	199,0	198,8	191,7	168,1	188,7	186,9
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	36,8	34,5	27,4	31,5	29,3	30,7
Total de la production de bitume	537,8	525,7	522,4	515,1	536,3	524,9
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	132,2	100,2	112,9	102,4	112,5	107,0
Diesel	24,8	29,4	30,0	35,1	30,8	31,3
Brut léger sulfureux	172,7	154,2	180,7	194,4	201,3	182,5
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	329,7	283,8	323,6	331,9	344,6	320,8
Bitume non valorisé	134,5	136,3	106,3	91,8	95,8	107,7
Total des ventes	464,2	420,1	429,9	423,7	440,4	428,5
Charges d'exploitation décaissées – moyenne¹⁾ (\$/b)						
Charges décaissées	22,55	25,70	24,95	26,15	25,70	25,65
Gaz naturel	1,70	2,30	2,05	1,85	2,70	2,20
	24,25	28,00	27,00	28,00	28,40	27,85
Charges d'exploitation décaissées – production minière de bitume seulement¹⁾ (\$/b)						
Charges décaissées	21,70	25,10	22,65	22,50	22,65	23,20
Gaz naturel	0,50	0,70	0,45	0,45	0,55	0,55
	22,20	25,80	23,10	22,95	23,20	23,75
Charges d'exploitation décaissées – production de bitume <i>in situ</i> seulement¹⁾ (\$/b)						
Charges décaissées	7,60	8,10	8,80	9,25	9,90	9,00
Gaz naturel	2,80	3,55	3,75	3,80	4,10	3,80
	10,40	11,65	12,55	13,05	14,00	12,80
Syncrude						
Production (kb/j)	112,8	30,9	28,1	24,9	35,2	29,8
Charges d'exploitation décaissées¹⁾ (\$/b)						
Charges décaissées	30,25	38,55	39,70	54,45	34,20	40,35
Gaz naturel	1,10	1,60	1,95	1,65	1,50	1,65
	31,35	40,15	41,65	56,10	35,70	42,00

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	31 mars 2016	Trimestres clos les			31 mars 2015	Période de
		31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015		12 mois close le 31 déc. 2015
Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères						
Bitume (\$/b)						
Prix moyen obtenu	12,00	25,63	33,39	43,11	29,76	32,18
Redevances	—	(0,32)	(0,71)	(1,17)	0,52	(0,41)
Frais de transport	(5,57)	(7,05)	(6,40)	(5,48)	(5,75)	(6,26)
Charges d'exploitation nettes ²⁾	(9,81)	(11,32)	(10,32)	(12,22)	(13,61)	(11,76)
Revenus d'exploitation nets	(3,38)	6,94	15,96	24,24	10,92	13,75
Pétrole brut synthétique (\$/b)						
Prix moyen obtenu	43,27	54,39	57,45	70,01	56,71	59,81
Redevances	(0,57)	(0,48)	(0,91)	(0,67)	(0,55)	(0,65)
Frais de transport	(3,83)	(3,06)	(3,95)	(3,12)	(3,27)	(3,36)
Charges d'exploitation nettes ²⁾ – bitume	(21,98)	(26,81)	(24,85)	(24,48)	(23,85)	(24,91)
Charges d'exploitation nettes ²⁾ – valorisation	(5,51)	(7,02)	(5,18)	(5,46)	(6,24)	(5,96)
Revenus exploitation nets	11,38	17,02	22,56	36,28	22,80	24,93
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)						
Prix moyen obtenu	34,21	45,05	51,50	64,18	50,85	52,87
Redevances	(0,41)	(0,43)	(0,86)	(0,77)	(0,32)	(0,59)
Frais de transport	(4,34)	(4,36)	(4,55)	(3,63)	(3,81)	(4,09)
Charges d'exploitation nettes ²⁾ – bitume et valorisation	(22,36)	(26,53)	(25,16)	(26,10)	(26,52)	(26,07)
Revenus d'exploitation nets	7,10	13,73	20,93	33,68	20,20	22,12
Syncrude (\$/b)						
Prix moyen obtenu	44,93	60,43	61,23	74,03	56,21	60,28
Redevances	(0,18)	2,78	(5,36)	(3,68)	(1,75)	(1,89)
Frais de transport	(0,86)	(0,60)	(0,70)	(0,69)	(0,30)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes ²⁾ – bitume et valorisation	(27,75)	(36,11)	(35,36)	(47,29)	(30,24)	(35,69)
Revenus d'exploitation nets	16,14	26,50	19,81	22,37	23,92	22,16

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	31 mars 2016	Trimestres clos les			31 mars 2015	Période de
		31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015		12 mois close le
						31 déc. 2015
Exploration et production						
Production totale (kbep/j)	125,6	112,3	107,7	111,2	126,8	114,4
Volumes de production						
Exploration et production – Canada						
<i>Côte Est du Canada</i>						
Terra Nova (kb/j)	12,8	13,1	10,4	7,3	23,3	13,5
Hibernia (kb/j)	24,1	15,6	16,6	18,3	22,0	18,1
White Rose (kb/j)	13,7	14,8	9,9	11,4	12,8	12,2
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	3,0	3,1	3,7	2,4	3,6	3,2
	53,6	46,6	40,6	39,4	61,7	47,0
Exploration et production – International						
Buzzard (kbep/j)	53,4	45,5	50,0	52,4	51,4	49,8
Golden Eagle (kbep/j)	18,6	17,7	17,0	14,5	9,8	14,8
Royaume-Uni (kbep/j)	72,0	63,2	67,0	66,9	61,2	64,6
Libye (kb/j)	—	2,5	0,1	4,9	3,9	2,8
	72,0	65,7	67,1	71,8	65,1	67,4
Revenus nets						
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>						
Prix moyen obtenu	46,17	52,51	59,09	78,23	66,38	65,12
Redevances	(5,51)	(5,79)	(4,39)	(16,38)	(17,58)	(12,49)
Frais de transport	(1,68)	(2,81)	(2,97)	(1,73)	(1,76)	(2,18)
Charges d'exploitation	(13,72)	(16,86)	(17,66)	(16,63)	(9,57)	(14,15)
Revenus d'exploitation nets	25,26	27,05	34,07	43,49	37,47	36,30
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>						
Prix moyen obtenu	43,02	54,91	62,86	72,84	64,48	63,85
Frais de transport	(1,97)	(2,22)	(2,43)	(2,66)	(2,32)	(2,41)
Charges d'exploitation	(5,75)	(6,20)	(5,99)	(5,86)	(7,33)	(6,29)
Revenus d'exploitation nets	35,30	46,49	54,44	64,32	54,83	55,15

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	31 mars 2016	Trimestres clos les			31 mars 2015	Période de
		31 déc. 2015	30 sept. 2015	30 juin 2015		12 mois close le
						31 déc. 2015
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	489,5	501,2	546,4	525,5	519,7	523,3
Pétrole brut traité (kb/j)	420,9	430,2	444,8	416,8	437,1	432,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	91	93	96	90	95	94
Marge de raffinage (\$/b)	19,10	23,20	26,60	21,10	28,50	24,90
Charges d'exploitation liées au raffinage (\$/b)	5,10	4,70	4,70	5,20	5,40	5,10
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	107,8	116,1	119,1	121,8	118,6	118,9
Distillats	75,5	86,2	90,5	91,8	96,0	91,1
Total des ventes de carburants de transport	183,3	202,3	209,6	213,6	214,6	210,0
Produits pétrochimiques	12,0	8,9	10,4	10,6	13,3	10,8
Asphalte	11,9	14,1	18,4	12,0	7,6	13,1
Autres	35,4	28,2	24,8	31,8	31,0	28,9
Total des ventes de produits raffinés	242,6	253,5	263,2	268,0	266,5	262,8
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	212,1	208,0	200,5	211,6	212,4	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	94	90	95	96	94
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	122,4	127,7	135,3	126,7	119,2	127,3
Distillats	96,6	100,8	115,8	100,7	110,2	106,9
Total des ventes de carburants de transport	219,0	228,5	251,1	227,4	229,4	234,2
Asphalte	8,7	10,8	13,9	13,9	9,7	11,9
Autres	19,2	8,4	18,2	16,2	14,1	14,4
Total des ventes de produits raffinés	246,9	247,7	283,2	257,5	253,2	260,5
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	208,8	222,2	244,3	205,2	224,7	224,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	87	93	102	86	94	93

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie d'exploitation, le rendement du capital investi et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les lecteurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance d'entreprise, le niveau d'endettement et la liquidité. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, elles pourraient ne pas être comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées séparément des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Le résultat d'exploitation et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères présentés pour chacun des trimestres de 2016 et de 2015 sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR dans les rapports aux actionnaires de chaque trimestre. Les flux de trésorerie d'exploitation et le rendement du capital investi présentés pour chacun des trimestres de 2016 et de 2015 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures financières conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion de Suncor contenu dans le rapport annuel de 2015.

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des coûts non liés à la production) et des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont présentées en fonction de la production après ajustement pour tenir compte de l'incidence des stocks, tandis que les volumes de production de Syncrude correspondent aux volumes des ventes.
- 2) Charges d'exploitation nettes – Charges d'exploitation après déduction des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération, établis en fonction des ventes.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés 1m³ (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