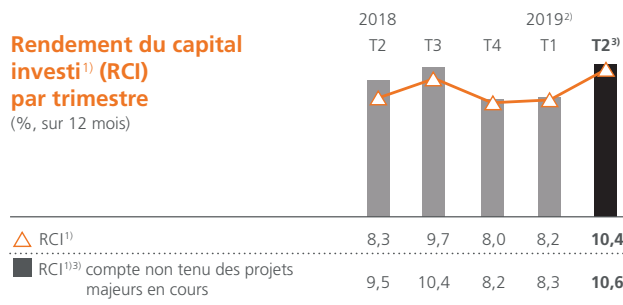
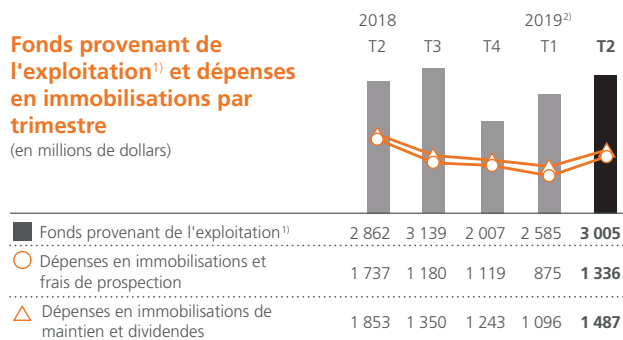
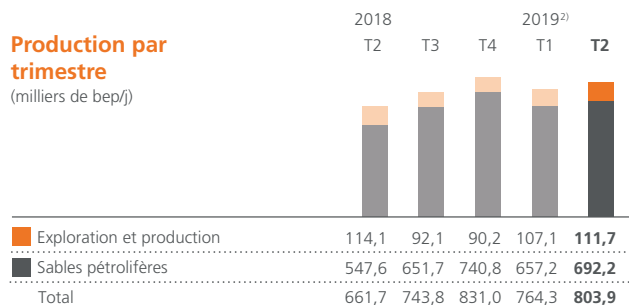
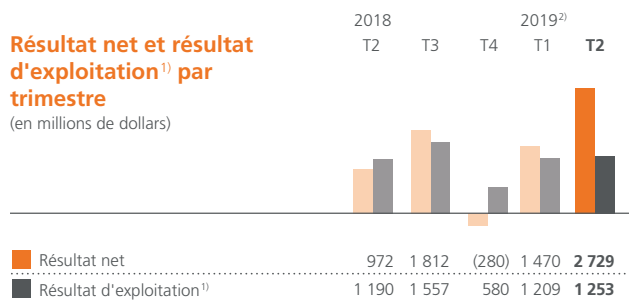


RÉSULTATS DU DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2019 DE SUNCOR ÉNERGIE

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée en fonction des droits. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor Energy Inc. (« Suncor » ou la « Société ») daté du 24 juillet 2019 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« Au cours du trimestre, les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 3,0 G\$, ce qui constitue un nouveau sommet pour un deuxième trimestre, et le résultat d'exploitation s'est chiffré à 1,3 G\$ grâce à l'excellente performance au chapitre de l'exploitation offerte par notre équipe. Nous avons tiré avantage de notre polyvalence afin de maximiser les flux de trésorerie, et ce, malgré l'incidence des réductions de la production, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. La vigueur des flux de trésorerie générés et notre gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations nous permettent de redistribuer de la valeur à nos actionnaires sous la forme de dividendes (658 M\$) et de rachats d'actions (552 M\$), tout en présentant un bilan éloquent. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 3,005 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, contre 2,862 G\$ (1,75 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit une hausse de 10 % par action ordinaire.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 3,433 G\$ (2,19 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 2,446 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a enregistré un résultat net de 2,729 G\$ (1,74 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, contre 972 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent et comprenait un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 1,116 G\$ (0,71 \$ par action ordinaire) pour refléter les réductions graduelles du taux d'imposition des sociétés en Alberta, lequel passera de 12 % à 8 % au cours des quatre prochaines années.
- Le résultat d'exploitation¹⁾ s'est établi à 1,253 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire), contre un résultat d'exploitation de 1,190 G\$ (0,73 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une hausse de 10 % par action ordinaire.
- Les volumes de production du secteur Sables pétroliers sont passés de 547 600 barils par jour (« b/j ») au deuxième trimestre de l'exercice précédent à 692 200 b/j au deuxième trimestre de 2019. Malgré les limites qu'imposent les réductions de la production, le secteur Sables pétroliers a affiché une production record pour un deuxième trimestre, du fait d'une meilleure utilisation des installations du secteur et d'une augmentation de la production à Fort Hills, qui est passée de 70 900 b/j au cours du deuxième trimestre de l'exercice précédent à 89 300 b/j.
- Le secteur Raffinage et commercialisation a présenté des résultats financiers convaincants malgré l'incidence des travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre, ce qui s'explique par une amélioration des marges de raffinage et d'un débit de traitement du brut plus élevé. Les fonds provenant de l'exploitation et le résultat d'exploitation se sont établis respectivement à 932 M\$ et à 677 M\$, contre 892 M\$ et 671 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le secteur Exploration et production a affiché une production de 111 700 b/j au cours du deuxième trimestre, ce qui comprend l'ajout de 23 600 b/j à la production de Hebron, à la suite de l'achèvement du forage du sixième puits de production au cours du trimestre.
- Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a émis des billets à moyen terme non garantis de premier rang de 750 M\$ portant intérêt au taux de 3,10 %. Elle a également remboursé un montant de 1,3 G\$ au titre de sa dette à court terme et un montant de 140 M\$ au titre de sa dette à long terme à intérêt élevé qui arrivait à échéance, ce qui lui a permis d'améliorer sa situation de trésorerie et sa souplesse financière.
- La Société a versé 658 M\$ en dividendes et racheté de ses actions ordinaires pour un montant de 552 M\$ au cours du trimestre.



- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 6 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Comprend l'incidence des réductions obligatoires de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta.
- 3) Le RCI, exclusion faite des projets majeurs en cours, aurait été de 8,7 % au cours du deuxième trimestre de 2019 compte non tenu du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta.

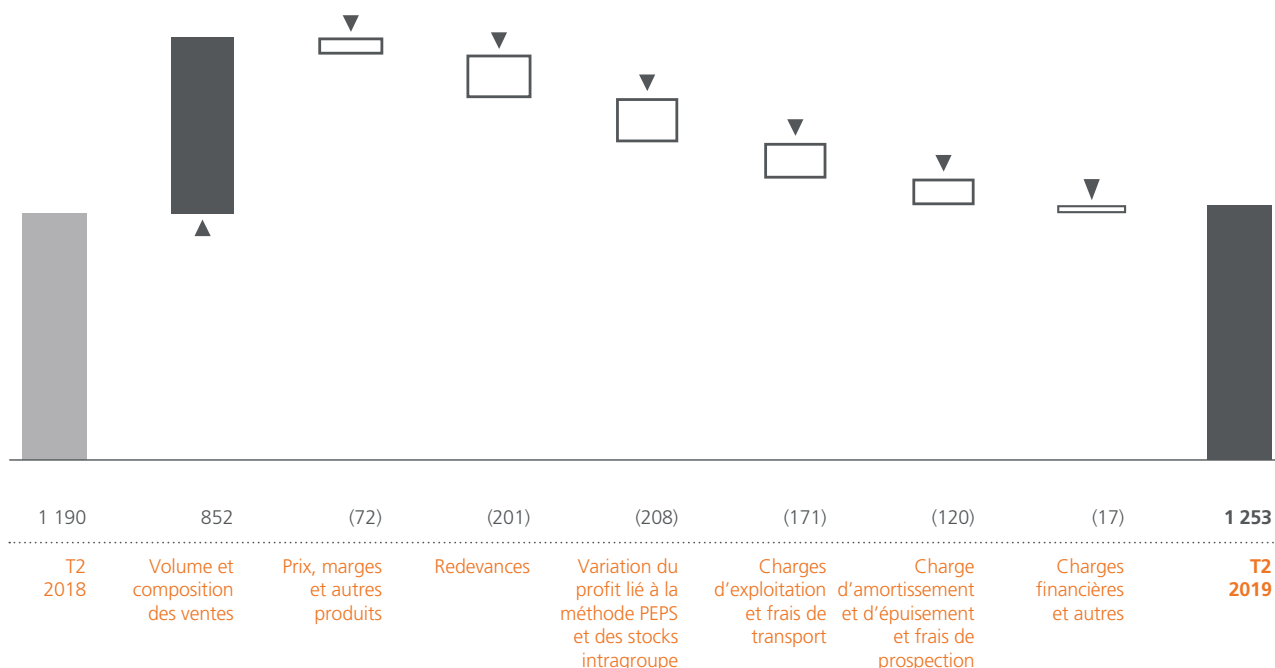
Résultats financiers

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation de Suncor pour le deuxième trimestre de 2019 s'est établi à 1,253 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,190 G\$ (0,73 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La progression du résultat d'exploitation est principalement attribuable à la hausse de la production totale de pétrole brut et à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries, lesquelles s'expliquent par l'envergure moindre du programme de travaux de maintenance planifiés menés à l'égard des installations du secteur Sables pétrolifères et du secteur R&C comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. De plus, l'amélioration de la fiabilité à Syncrude et l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron observé tout au long de 2018 ont contribué à accroître davantage le débit de traitement du brut au deuxième trimestre de 2019, facteur qui n'a été que partiellement neutralisé par une diminution de la production liée aux réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta. Les autres facteurs qui ont eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation au deuxième trimestre de 2019 comprennent l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains et l'amélioration des marges de raffinage.

Le résultat d'exploitation du deuxième trimestre de 2019 a subi les répercussions négatives de la baisse des cours de référence du pétrole brut WTI et Brent, de la variation défavorable du profit lié à la méthode PEPS et des stocks intragroupe ainsi que de l'augmentation des redevances, des charges d'exploitation et des frais de transport qui a résulté de l'accroissement de la production. De plus, la charge d'amortissement et d'épuisement a été plus élevée qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la mise en service graduelle du projet Fort Hills en 2018 et de la hausse de l'amortissement du fait de la transition à l'IFRS 16, *Contrats de location*. Les frais de prospection ont crû à la suite de la non-viabilité commerciale des projets de forage au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord.

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



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

Résultat net

La Société a enregistré un résultat net de 2,729 G\$ (1,74 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, contre un résultat net de 972 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus, le résultat net du deuxième trimestre de 2019 rend compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 1,116 G\$ lié à une réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, lequel diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022, d'un profit après impôt de 139 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») et d'un profit de

change latent après impôt de 221 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 218 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Fonds provenant de l'exploitation et flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation, qui se sont établis à 3,005 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 2,862 G\$ (1,75 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2018, reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux mentionnés ci-dessus qui ont influé sur le résultat d'exploitation, exclusion faite de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 3,433 G\$ (2,19 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 2,446 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2018. En plus des éléments susmentionnés à l'égard des fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie liée au solde du fonds de roulement de la Société au cours du deuxième trimestre de 2019, par rapport à des sorties de trésorerie au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 803 900 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le deuxième trimestre de 2019, comparativement à 661 700 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a constitué une production record pour un deuxième trimestre. La hausse a été principalement attribuable à des travaux de maintenance planifiés dans le secteur Sables pétrolifères moins nombreux, à l'amélioration de la fiabilité à Syncrude et à l'accroissement de la production de Fort Hills et de Hebron tout au long de 2018. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence des réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta, lesquelles sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a tiré parti de sa base d'actifs élargie et de sa polyvalence opérationnelle pour maximiser la valeur des barils alloués aux termes du programme de réduction obligatoire de la production, en mettant l'accent sur la production de pétrole brut synthétique à plus haute valeur et en limitant l'incidence des activités de maintenance planifiées, notamment par le transfert des allocations au titre des réductions entre les actifs de la Société. De plus, l'excellente fiabilité et la grande disponibilité des actifs ont permis à la Société d'acheter 24 000 b/j additionnels au titre des volumes de bitume du programme de réduction provenant d'un tiers, déduction faite des ventes aux termes du programme de réduction.

« Les actifs en amont de Suncor ont produit plus de 800 000 b/j au cours du deuxième trimestre de 2019, ce qui représente un nouveau record pour un deuxième trimestre, tandis que les travaux de maintenance planifiés ont été réalisés à l'égard de nombreux actifs du secteur Sables pétrolifères au cours du trimestre, a affirmé Mark Little. De plus, l'équipe a été en mesure de créer beaucoup de valeur grâce à une répartition réfléchie de la production entre nos actifs pendant cette période de réduction de la production, ce qui constitue un excellent exemple des avantages inhérents à notre base d'actifs étendue et souple. »

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 414 200 b/j au deuxième trimestre de 2019, contre 358 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse de la production a trait essentiellement au pétrole brut synthétique et découle de la diminution du nombre de travaux de maintenance planifiés aux installations de valorisation. La fiabilité des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères s'est améliorée, passant de 69 % au deuxième trimestre de 2018 à 86 % au deuxième trimestre de 2019. La production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société est demeurée relativement stable d'un trimestre à l'autre (118 700 b/j au deuxième trimestre de 2019 contre 121 000 b/j au deuxième trimestre de 2018) compte tenu de l'incidence continue des réductions obligatoires de la production, la Société favorisant la production de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, et les travaux de maintenance d'envergure ont été effectués à Firebag. Par ailleurs, la production totale du secteur Sables pétrolifères a diminué en raison de la perte de rendement liée au transfert de la valorisation de bitume vers la production de pétrole brut synthétique.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 27,80 \$ au deuxième trimestre de 2019, contre 28,65 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'incidence des travaux de maintenance planifiés au cours des deux périodes. La diminution des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur

1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Sables pétrolières est attribuable à la hausse de la production, atténuée par la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux. Cette diminution a également résulté de la perte de rendement liée à la hausse de la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolières se sont chiffrées à 1,051 G\$, en comparaison de 940 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des coûts des produits consommés et de l'augmentation des coûts de préparation du minerai, contrées en partie par le recul des prix du gaz naturel.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est élevée à 89 300 b/j en moyenne au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 70 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la cadence de production observé au cours de 2018. La hausse de la production a été partiellement contrebalancée par les réductions obligatoires de la production, dont l'incidence a été atténuée par la Société au moyen de l'achat de 6 500 b/j provenant des crédits de réduction d'un tiers. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Forthills¹⁾ se sont établies à 22,50 \$ au deuxième trimestre de 2019, comparativement à celles de 28,55 \$ inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait essentiellement de la hausse de la production. Le total des charges d'exploitation décaissées à Fort Hills est demeuré stable à 183 M\$, contre 185 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré la hausse de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 188 700 b/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 117 800 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité à Syncrude, laquelle s'explique par le fait que le taux de fiabilité des installations au deuxième trimestre de l'exercice précédent s'était ressenti de l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure et de la survenance d'une panne d'électricité. Cette augmentation a toutefois été neutralisée en partie par l'incidence des réductions obligatoires de la production, incidence que Suncor et les autres coentrepreneurs du projet Syncrude sont parvenus à limiter en affectant ponctuellement une partie de leurs crédits de réduction à Syncrude. Syncrude a également procédé à l'achat de crédits supplémentaires provenant de tiers. La totalité des crédits de réduction obtenus à Syncrude s'est traduite par une hausse de la production de pétrole brut synthétique estimée à 21 000 b/j. Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour s'établir à 93 % au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 58 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 34,90 \$ au deuxième trimestre de 2019, en baisse par rapport à celles de 56,25 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable surtout à l'accroissement de la production. Le total des charges d'exploitation décaissées de Syncrude s'est établi à 599 M\$ au deuxième trimestre de 2019, ce qui est similaire au total de 603 M\$ affiché au cours de trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 111 700 bep/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 114 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les augmentations de la production à Hebron et à Oda, qui a débuté la production au cours du premier trimestre de 2019, ont presque compensé la déplétion naturelle au Royaume-Uni, le retour graduel de la cadence normale à White Rose et l'achèvement des travaux de maintenance planifiés à Terra Nova.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 399 100 b/j, et le taux d'utilisation des raffineries s'établissait à 86 % au deuxième trimestre de 2019, comparativement à un débit de 344 100 b/j et un taux d'utilisation de 74 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Dans les deux cas, le débit de traitement reflète les répercussions de travaux de maintenance planifiés d'envergure; toutefois, les travaux de maintenance exécutés au cours du trimestre à l'étude ont été de moindre envergure que ceux menés au deuxième trimestre de 2018, durant lequel avaient été exécutés les premiers travaux de révision complets de la raffinerie d'Edmonton, de même que des travaux de révision additionnels portant sur les trois autres raffineries de la Société. Les travaux de maintenance exécutés au deuxième trimestre de 2019 comprennent des travaux de révision portant sur les raffineries de Sarnia et de Montréal, ainsi que des travaux de maintenance planifiés aux raffineries d'Edmonton et de Commerce City. Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 508 100 b/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 500 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à une hausse du débit de traitement du brut par les raffineries au deuxième trimestre de 2019 et à la plus grande disponibilité des produits raffinés qui en a découlé. Le deuxième trimestre de 2018 tient compte d'importants prélèvements sur les stocks effectués en prévision de la révision complète prévue à la raffinerie d'Edmonton au cours du deuxième trimestre de 2018.

1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Mise à jour concernant la stratégie

Les principaux objectifs du programme d'immobilisations de Suncor pour 2019 comprennent l'amélioration continue et l'optimisation du rendement, de la sécurité et de la fiabilité des actifs d'exploitation de la Société, notamment les projets visant à accroître le résultat et les fonds provenant de l'exploitation grâce à de nouvelles économies de coûts et améliorations de la marge structurelle. De plus, la Société élabore des projets de forage d'extension extracôtiers dans le secteur E&P.

Compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, la Société a engagé 1,336 G\$ en dépenses en immobilisations au cours du deuxième trimestre de 2019, en baisse par rapport à celles de 1,737 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des travaux de maintenance planifiés et des investissements liés aux révisions du fait d'un programme de maintenance de plus grande envergure mené dans les secteurs Sables pétrolifères et R&C au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, de même qu'une baisse des investissements se rapportant à la mise en service graduelle des usines d'extraction de Fort Hills au premier semestre de 2018.

Les activités de forage sont en cours à Hebron et la production continue d'augmenter. Les autres activités du secteur E&P au deuxième trimestre comprenaient les activités de forage de développement de Hibernia, White Rose, Buzzard et Terra Nova, ainsi que les travaux de mise en valeur du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a approuvé la prolongation de la vie utile des actifs de Terra Nova. Ce projet devrait allonger la vie utile de Terra Nova d'une décennie environ et devrait s'effectuer en 2020. La prévision des dépenses en immobilisations de la Société pour 2019 présentée précédemment comprenait des dépenses de mise en valeur liées à ce projet.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt), laquelle avait été acquise par la Société au premier trimestre de 2018. De plus, Suncor a vendu à Canbriam un terrain et plusieurs puits de gaz naturel connexes détenus dans le nord-est de la Colombie-Britannique pour un produit de 24 millions de dollars. Cette transaction devrait être conclue au début du troisième trimestre de 2019.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis de 750 M\$ échéant en 2029. Elle a également remboursé un montant de 1,281 G\$ au titre de sa dette à court terme et un montant de 140 M\$ US au titre de sa dette à long terme qui arrivait à échéance, ce qui lui a permis d'accroître sa souplesse financière.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a racheté 552 M\$ de ses actions aux fins d'annulation dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et elle a redistribué sous la forme de dividende 658 M\$ en trésorerie aux actionnaires.

« Grâce à notre modèle intégré et à l'attention que nous portons à l'excellence opérationnelle, à la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et au développement durable, nous regardons l'avenir avec confiance et continuons d'offrir des rendements plus élevés à nos actionnaires, a mentionné Mark Little. Nous poursuivons l'optimisation et l'amélioration de nos activités en tirant parti du talent de notre personnel, en poursuivant nos efforts en matière d'innovation et en adoptant des technologies numériques de pointe. Pour stimuler ces initiatives, nous avons regroupé nos dirigeants les plus expérimentés autour de projets spécifiques afin de guider Suncor vers la prochaine étape de son évolution. »

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Résultat net	2 729	972	4 199	1 761
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(221)	218	(482)	547
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(1 116)	—	(1 116)	—
Profit sur cession importante ³⁾	(139)	—	(139)	(133)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 253	1 190	2 462	2 175

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 rapport de gestion.

2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.

3) Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Sociétés situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé sa fourchette prévisionnelle en matière de dépenses en immobilisations pour un exercice complet laquelle se situe entre 4,9 G\$ et 5,6 G\$ plutôt qu'entre 4,9 G\$ et 5,4 G\$, cette baisse reflétant l'effort continu de la Société pour gérer de façon rigoureuse ses dépenses. De plus, les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se situent entre 36,50 \$ et 39,50 \$ plutôt qu'entre 33,50 \$ et 36,50 \$ en raison des coûts additionnels associés aux améliorations soutenues de la fiabilité à Syncrude. En outre, la Société a modifié sa marge de craquage de référence des raffineries au port de New York la faisant passer de 3-2-1 à 2-1-1, ce qui rend mieux compte de la composition approximative de l'assortiment de produits raffinés de Suncor. Aucune autre modification n'a été apportée aux prévisions de Suncor à ce jour. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2019, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 24 juillet 2019

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, daté du 28 février 2019 (le « rapport de gestion annuel de 2018 »).

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et à son rapport de gestion annuel de 2018.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 28 février 2019 (la « notice annuelle de 2018 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent document 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	7
2. Faits saillants du deuxième trimestre	9
3. Information financière consolidée	11
4. Résultats sectoriels et analyse	17
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	34
6. Situation financière et situation de trésorerie	37
7. Données financières trimestrielles	41
8. Autres éléments	43
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	44
10. Abréviations courantes	50
11. Énoncés prospectifs	51

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 ») publiées par l'IASB.

En date du 1^{er} janvier 2019, la Société a adopté IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace la norme précédente portant sur les contrats de location, IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »), et exige la comptabilisation de tous les contrats de location à l'état de la situation financière, en prévoyant des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est de 12 mois ou moins ainsi que pour les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer

de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2019 pour plus de précisions. La Société a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée et d'ajuster le solde d'ouverture de ses résultats non distribués, sans retraiter les chiffres des périodes comparatives. Par conséquent, l'information comparative continue d'être présentée conformément aux dispositions d'IAS 17 et de l'Interprétation IFRIC 4 de l'International Financial Reporting Interpretations Committee.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés en fonction de la participation directe, avant redevances, sauf pour la production en Libye, qui est présentée en fonction des droits.

À compter du premier trimestre de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement.

En outre, au premier trimestre de 2019, la Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait. Ce changement n'a aucune incidence sur les dépenses en immobilisations totales et les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour le refléter. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ainsi que les montants par action connexes, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Facteurs de risque et information prospective

Les résultats financiers et d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est fournie dans le but d'aider les lecteurs à comprendre les plans futurs et les attentes de la Société, et elle pourrait ne pas convenir à d'autres fins. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion, 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 kpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode

de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du deuxième trimestre**
 - Suncor a inscrit un résultat net de 2,729 G\$ (1,74 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 972 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du deuxième trimestre de 2019 rend compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 1,116 G\$ (0,71 \$ par action ordinaire) lié à une réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, lequel diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022, d'un profit après impôt de 139 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») et d'un profit de change latent après impôt de 221 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 218 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
 - Pour le deuxième trimestre de 2019, le résultat d'exploitation¹⁾ de Suncor s'est établi à 1,253 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,190 G\$ (0,73 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression est principalement attribuable à la hausse de la production totale de pétrole brut, à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries, à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains et à l'amélioration des marges de raffinage. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des cours de référence du pétrole brut Brent et WTI, par la variation défavorable des stocks qui a découlé de la baisse du profit lié à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), par le report d'un profit détenu dans les stocks intragroupe ainsi que par l'augmentation des redevances et la hausse du total des charges qui ont résulté de l'accroissement de la production, tel qu'il est précisé à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion.
 - Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 3,005 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 2,862 G\$ (1,75 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2018, et ils reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte des charges hors trésorerie liées à la charge d'amortissement et d'épuisement et aux frais de prospection. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 3,433 G\$ pour le deuxième trimestre de 2019, contre 2,446 G\$ pour le deuxième trimestre de 2018, ce qui reflète les rentrées de trésorerie prises en compte dans le fonds de roulement, comparativement à des sorties de trésorerie pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **La production du secteur Sables pétrolifères s'est accrue au deuxième trimestre de 2019 pour atteindre 414 200 b/j, en comparaison de 358 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** La hausse est attribuable à la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés menés à l'égard des installations de valorisation, partiellement contrebalancée par les travaux de maintenance planifiés exécutés à Firebag et par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta qui sont entrées en vigueur au début de l'exercice et sont demeurées en vigueur tout au long du deuxième trimestre de 2019.

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

- **Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour atteindre 93 %, en comparaison de 58 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Grâce au rehaussement de la fiabilité des actifs et au plus faible volume de travaux de maintenance planifiés exécutés à Syncrude, une production de 188 700 b/j a été dégagée au deuxième trimestre de 2019, comparativement à une production de 117 800 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent, laquelle reflétait les répercussions de travaux de maintenance planifiés d'envergure et d'une panne d'électricité survenue vers la fin du trimestre. Au deuxième trimestre de 2019, les réductions obligatoires de la production ont eu une incidence moindre sur Syncrude que sur les activités *in situ* et Fort Hills, du fait que des partenaires, dont Suncor, et d'autres tiers lui ont transféré une partie de leur quota.
- **La production de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 89 300 b/j, contre 70 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** L'augmentation de la cadence de production à Fort Hills tout au long de 2018 est à l'origine de cette hausse, bien qu'elle ait été neutralisée en partie par les réductions obligatoires de la production, dont la Société a limité l'incidence en procédant à l'achat de 6 500 b/j de crédits de réduction provenant de tiers.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé de solides résultats financiers, malgré les répercussions des travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre.** Pour le trimestre, les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 932 M\$ et le résultat d'exploitation s'est chiffré à 677 M\$, en comparaison respectivement de 892 M\$ et de 671 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **L'accroissement de la cadence de production se poursuit à Hebron, le sixième puits productif ayant été achevé.** La production de Hebron s'est établie à 23 600 b/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 13 500 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent.
- **Suncor a versé des dividendes et racheté des actions.** Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a versé des dividendes de 658 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 552 M\$ de ses actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités.
- **La Société a émis des titres de créance à long terme totalisant 750 M\$ et a réduit sa dette à court terme de 1,281 G\$ et sa dette à long terme de 140 M\$ US.** Grâce aux importants flux de trésorerie générés, conjugués à l'émission de billets à moyen terme non garantis de premier rang à 3,10 % totalisant 750 M\$, la Société a pu rembourser une tranche importante de sa dette à court terme et de sa dette à long terme portant intérêt à un taux plus élevé et arrivant à échéance, améliorant ainsi encore davantage sa situation de trésorerie et sa souplesse financière.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Résultat net				
Sables pétrolifères	1 561	403	1 750	500
Exploration et production	456	312	948	700
Raffinage et commercialisation	765	671	1 774	1 460
Siège social et éliminations	(53)	(414)	(273)	(899)
Total	2 729	972	4 199	1 761
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	651	403	840	500
Exploration et production	247	312	739	567
Raffinage et commercialisation	677	671	1 686	1 460
Siège social et éliminations	(322)	(196)	(803)	(352)
Total	1 253	1 190	2 462	2 175
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	1 866	1 491	3 050	2 473
Exploration et production	507	539	1 209	1 005
Raffinage et commercialisation	932	892	2 185	1 803
Siège social et éliminations	(300)	(60)	(854)	(255)
Total	3 005	2 862	5 590	5 026
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie				
	428	(416)	(609)	(1 856)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation				
	3 433	2 446	4 981	3 170
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	816	1 251	1 235	1 940
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	520	486	976	1 011
Total	1 336	1 737	2 211	2 951
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾				
(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 juin 2018	2019	Périodes de 12 mois closes les 30 juin 2018
	1 518	1 009	3 007	1 879

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Les flux de trésorerie discrétionnaires du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2018 ont été retraités pour rendre compte de l'incidence de la modification par la Société de son classement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 28 M\$ pour le deuxième trimestre de 2019 et de 25 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018 et rendent compte du nouveau classement des dépenses en immobilisations de la Société. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	692,2	547,6	674,8	559,7
Exploration et production (kbep/j)	111,7	114,1	109,3	115,9
Total (kbep/j)	803,9	661,7	784,1	675,6
Taux d'utilisation des raffineries (%)				
	86	74	91	86
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	399,1	344,1	421,9	398,5

Résultat net

La Société a enregistré un résultat net consolidé de 2,729 G\$ pour le deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 972 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après.

Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

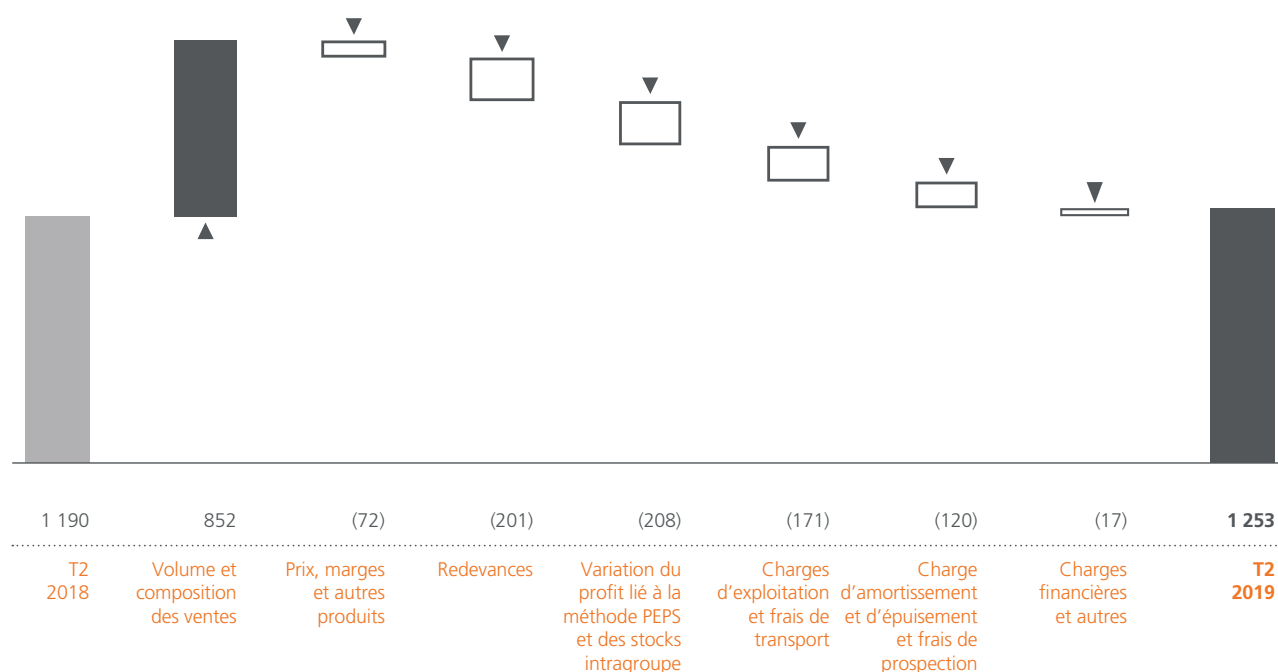
- Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- La réévaluation de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 221 M\$ pour le deuxième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 218 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018.
- Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Société situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Résultat net	2 729	972	4 199	1 761
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(221)	218	(482)	547
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(1 116)	—	(1 116)	—
Profit sur cession importante ³⁾	(139)	—	(139)	(133)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 253	1 190	2 462	2 175

- 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) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Société situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction.

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



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

Le résultat d'exploitation de Suncor pour le deuxième trimestre de 2019 s'est établi à 1,253 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,190 G\$ (0,73 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La progression du résultat d'exploitation est principalement attribuable à la hausse de la production totale de pétrole brut et à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries, lesquelles s'expliquent par l'envergure moindre du programme de travaux de maintenance planifiés menés à l'égard des installations du secteur Sables pétrolifères et du secteur R&C comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. De plus, l'amélioration de la fiabilité à Syncrude et l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron observé tout au long de 2018 ont contribué à accroître davantage le débit de traitement du brut au deuxième trimestre de 2019, facteur qui n'a été que partiellement neutralisé par une diminution de la production liée aux réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta. Les autres facteurs qui ont eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation au deuxième trimestre de 2019 comprennent l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains et l'amélioration des marges de raffinage.

Le résultat d'exploitation du deuxième trimestre de 2019 a subi les répercussions négatives de la baisse des cours de référence du pétrole brut WTI et Brent, de la variation défavorable du profit lié à la méthode PEPS et des stocks intragroupe ainsi que de l'augmentation des redevances, des charges d'exploitation et des frais de transport qui a résulté de l'accroissement de la production. En outre, la charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison principalement de la mise en service graduelle des installations de Fort Hills en 2018 et de la charge d'amortissement et d'épuisement supplémentaire découlant de la transition à l'IFRS 16. Les frais de prospection ont augmenté en raison des charges comptabilisées au titre de travaux de forage liés à des puits non productifs au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Sables pétrolifères	7	33	38	55
Exploration et production	1	4	4	5
Raffinage et commercialisation	4	16	22	28
Siège social et éliminations	8	64	80	111
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	20	117	144	199

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt s'est établie à 20 M\$ au deuxième trimestre de 2019, en baisse comparativement à celle de 117 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une baisse du cours de l'action de la Société au cours de la période, comparativement à une hausse au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor.

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des semestres clos les	
		2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	59,85	67,90	57,40	65,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	68,85	74,40	66,05	70,60
Écart de prix pétrole brut Brent daté/ Maya FOB	\$ US/b	6,90	12,40	5,95	10,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	73,40	80,95	69,95	76,70
WCS à Hardisty	\$ US/b	49,20	48,65	45,90	43,65
Écart léger/lourd – WTI à Cushing/WCS à Hardisty	\$ US/b	(10,65)	(19,25)	(11,50)	(21,75)
Écart pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	0,15	(0,65)	(1,05)	(1,05)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	55,90	68,50	53,25	65,80
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,05	1,20	1,70	1,65
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	56,35	56,00	63,55	45,65
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	22,20	21,10	20,20	18,10
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	21,45	19,05	18,45	15,60
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	26,85	28,65	23,10	24,15
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	21,70	20,45	19,80	17,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,77	0,75	0,78
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,76	0,76	0,76

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Suncor utilisait auparavant la marge de craquage 3-2-1 parce que cette valeur de référence était plus répandue et mieux connue de la Société. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de l'assortiment de produits raffinés de Suncor. 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 ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien, lesquelles influent sur les écarts de prix du pétrole brut synthétique. Les prix obtenus au deuxième trimestre de 2019 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence négative de la baisse du prix du WTI à Cushing, qui est passé de 67,90 \$ US/b au deuxième trimestre de 2018 à 59,85 \$ US/b au deuxième trimestre de 2019. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a diminué pour s'établir à 73,40 \$/b, alors qu'il était de 80,95 \$/b au deuxième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 49,20 \$ US/b au deuxième trimestre de 2019, alors qu'il était de 48,65 \$ US/b au deuxième trimestre de 2018, en raison de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien qui a découlé notamment des réductions obligatoires de la production en Alberta. Les écarts de prix du pétrole brut synthétique sulfureux et peu sulfureux ont été plus favorables au deuxième trimestre de 2019 qu'au deuxième trimestre de 2018.

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

influer sur les prix obtenus pour le bitume. Au deuxième trimestre de 2019, les prix du bitume ont bénéficié de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a diminué pour s'établir à 68,85 \$ US/b au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 74,40 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le coût 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 1,05 \$ le kpi³ au deuxième trimestre de 2019, en baisse comparativement à 1,20 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence du secteur. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de son assortiment de produits raffinés composé d'essence et de distillats. Les marges de craquage de référence 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. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée 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 le bénéfice réel est établi d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées en fonction des coûts d'achat réels du brut, de la configuration de la raffinerie, de la composition de la production et des prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi à 56,35 \$/MWh au deuxième trimestre de 2019, avoisine celui de 56,00 \$/MWh enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain au cours du deuxième trimestre de 2019, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,75 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,77 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au deuxième trimestre de 2019 par rapport à ceux obtenus au deuxième trimestre de 2018.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 65 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

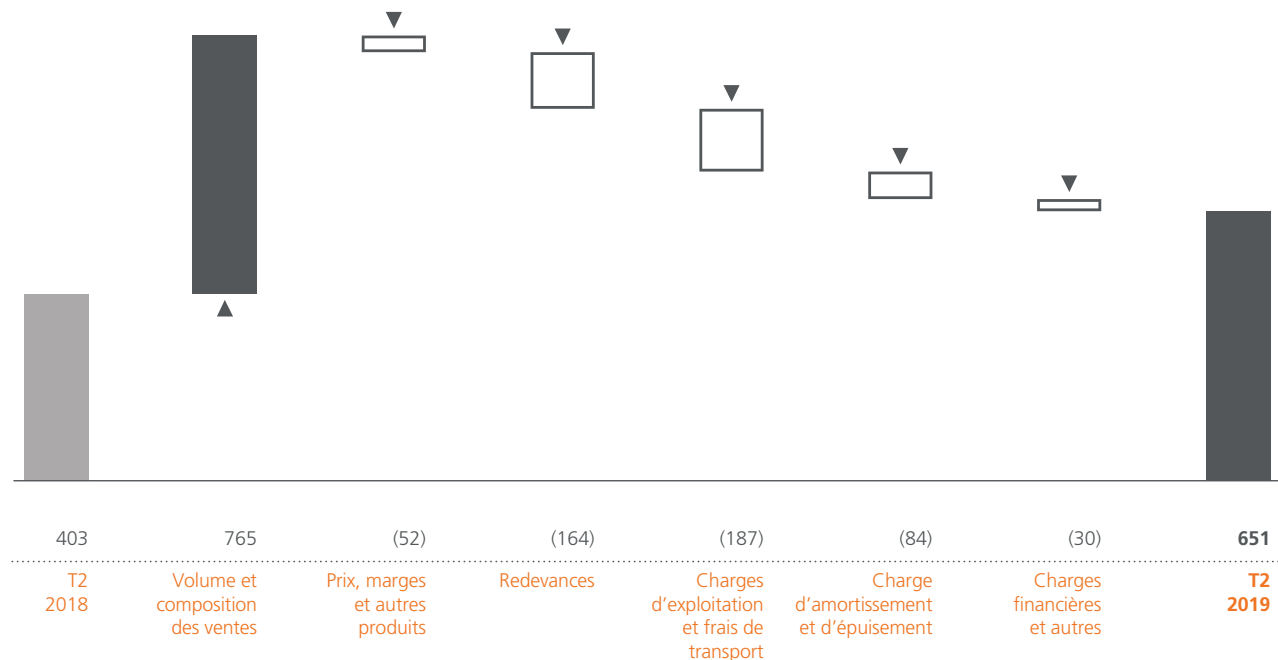
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Produits bruts	5 140	4 180	9 321	7 779
Moins les redevances	(341)	(124)	(539)	(170)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 799	4 056	8 782	7 609
Résultat net ¹⁾	1 561	403	1 750	500
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(910)	—	(910)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	651	403	840	500
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	1 866	1 491	3 050	2 473

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, un recouvrement d'impôt différé de 910 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Pour le deuxième trimestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation de 651 M\$, en comparaison d'un résultat d'exploitation de 403 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression s'explique par la hausse globale des volumes de production qui a découlé de la diminution des travaux de

maintenance planifiés menés aux installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude ainsi que par le rehaussement de la fiabilité à Syncrude. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'exécution de travaux de maintenance d'envergure à Firebag. L'accroissement de la cadence de production de Fort Hills tout au long de 2018 a également contribué à la hausse de la production, la production totale ayant toutefois été limitée par des réductions obligatoires de la production, lesquelles ont eu une incidence surtout sur la production de bitume de la Société. Le résultat d'exploitation rend compte des répercussions négatives de la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux attribuable principalement à l'accroissement de la production, de l'augmentation des redevances, de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Produits valorisés du secteur Sables pétrolifères (pétrole brut synthétique et diesel)	304,3	246,2	327,1	266,8
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(8,8)	(8,3)	(8,9)	(8,2)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	295,5	237,9	318,2	258,6
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	118,7	121,0	87,2	123,2
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	414,2	358,9	405,4	381,8
Bitume de Fort Hills	89,3	70,9	83,9	50,5
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	—	(2,6)
Total de la production de bitume de Fort Hills	89,3	70,9	83,9	47,9
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	191,1	120,0	188,1	132,4
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,4)	(2,2)	(2,6)	(2,4)
Total de la production de Syncrude	188,7	117,8	185,5	130,0
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	692,2	547,6	674,8	559,7

- 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, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, tandis que la production de mousse de bitume de Fort Hills peut être acheminée jusqu'aux installations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base afin d'y être transformée en pétrole brut synthétique. La totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills utilise le diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base aux fins de ses activités minières. Sur les 8 800 b/j de diesel consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2019, 7 000 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 1 800 b/j, nets, par Fort Hills. Les taux d'utilisation du secteur Sables pétrolifères sont calculés déduction faite du diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base mais inclusion faite du diesel consommé à l'interne à Fort Hills. Les taux d'utilisation de Syncrude sont calculés en fonction de la production de pétrole sulfureux intermédiaire.

La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 414 200 b/j au deuxième trimestre de 2019, contre 358 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, bien que la production du trimestre à l'étude ait été en partie limitée par les réductions obligatoires de la production imposées en Alberta. L'envergure du programme de travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation au deuxième trimestre de 2019 a été moindre qu'au deuxième trimestre de l'exercice précédent; toutefois, l'incidence positive de ce facteur a été partiellement neutralisée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés à Firebag. Les réductions de la production se sont répercutées principalement sur la production de bitume *in situ* de la Société, cette dernière ayant favorisé une production de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée au deuxième trimestre de 2019. La diminution des travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation, combinée au rehaussement de la fiabilité des installations de valorisation, s'est traduite par une production de pétrole brut synthétique de 295 500 b/j au deuxième trimestre de 2019, contre 237 900 b/j au deuxième trimestre de 2018, ce qui représente des taux d'utilisation respectifs de 86 % et de 69 %.

L'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de Suncor a fait l'objet de travaux de maintenance planifiés au cours du deuxième trimestre. Durant ces travaux, la Société est parvenue à optimiser les volumes de production de l'ensemble du

secteur Sables pétrolifères en transférant des crédits de réduction de la production à Syncrude et à Fort Hills, en plus de réduire les volumes vendus à des tiers. Une fois les travaux de maintenance achevés, la Société était en mesure de tirer parti des crédits de réduction provenant de tiers et a donc procédé à l'achat net de crédits au cours du trimestre. Ces crédits provenant de tiers ont permis d'enregistrer une hausse de la production de bitume estimée à 24 000 b/j pour le deuxième trimestre de 2019.

La production de bitume de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 89 300 b/j, nets pour Suncor, au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 70 900 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse découle de l'accroissement de la cadence de production observé tout au long de 2018 et de l'achat, au cours du trimestre, de 6 500 b/j de crédits de réduction provenant de tiers, ce qui a contribué à atténuer partiellement l'incidence des réductions obligatoires de la production établies pour Fort Hills.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	118,3	59,6	116,0	71,9
Diesel	25,2	32,4	27,1	26,4
Pétrole brut synthétique sulfureux	165,0	159,0	173,7	168,5
Produits valorisés	308,5	251,0	316,8	266,8
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	115,1	113,7	84,3	115,9
Sables pétrolifères	423,6	364,7	401,1	382,7
Bitume de Fort Hills	82,0	64,0	80,3	36,2
Syncrude	188,7	117,8	185,5	130,0
Total	694,3	546,5	666,9	548,9

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 423 600 b/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 364 700 b/j au deuxième trimestre de 2018, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la production et qui sont mentionnés ci-dessus, ainsi que par de petits prélèvements sur les stocks de brut.

Au deuxième trimestre de 2019, les ventes de bitume provenant de Fort Hills se sont établies en moyenne à 82 000 b/j, nets pour Suncor, en comparaison de 64 000 b/j au deuxième trimestre de 2018, les ventes des deux périodes reflétant une accumulation des stocks aux installations des clients où la production accrue avait été acheminée.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 188 700 b/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 117 800 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité à Syncrude, laquelle s'explique par le fait que le taux de fiabilité des installations au deuxième trimestre de l'exercice précédent s'était ressenti de l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure et de la survenance d'une panne d'électricité. Cette augmentation a toutefois été neutralisée en partie par l'incidence des réductions obligatoires de la production, incidence que Suncor et les autres coentrepreneurs du projet Syncrude sont parvenus à limiter en affectant ponctuellement une partie de leurs crédits de réduction à Syncrude. Syncrude a également procédé à l'achat de crédits supplémentaires provenant de tiers. La totalité des crédits de réduction ainsi obtenus s'est traduite par une hausse de la production de pétrole brut synthétique estimée à 21 000 b/j. Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour s'établir à 93 % au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 58 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	300,5	195,4	284,2	218,4
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	433,2	286,5	416,5	324,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,69	0,68	0,68	0,67
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	168,4	201,9	178,8	203,8
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,7	2,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	36,3	34,4	35,8	34,7
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,9	2,9	3,0	2,9
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	204,7	236,3	214,6	238,5
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	505,2	431,7	498,8	456,9
Fort Hills				
Production de bitume (kb/j)	89,3	70,9	83,9	50,5
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	144,5	111,0	138,0	80,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,64	0,61	0,63
Syncrude				
Production de bitume (kb/j)	228,5	142,7	219,6	157,9
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	370,9	233,7	356,4	255,8
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,61	0,62	0,62
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	823,0	645,3	802,3	665,3

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au deuxième trimestre de 2019 pour s'établir à 505 200 b/j, en comparaison de 431 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à la diminution des travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères – Activités de base au cours du trimestre à l'étude et à la hausse des volumes de bitume extrait qui en a découlé, partiellement contrebalancées par la diminution de la production *in situ* de bitume qui a résulté de l'exécution de travaux de maintenance planifiés à Firebag et des réductions obligatoires de la production.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour s'établir à 228 500 b/j, nets pour Suncor, au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 142 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation partiellement contrebalancée par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	74,97	80,00	69,83	74,99
Bitume	48,26	42,84	46,18	35,10
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	67,72	68,41	64,86	62,91
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(12,08)	(19,77)	(11,67)	(20,94)
Fort Hills (bitume)	57,10	51,86	53,62	49,70
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	79,32	86,16	73,74	81,09
Syncrude, par rapport au WTI	(0,48)	(2,02)	(2,79)	(2,76)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 67,72 \$/b au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 68,41 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la baisse des cours de référence du WTI, en partie contrebalancée par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole lourd qui a découlé des réductions obligatoires de la production en Alberta, ainsi que par la forte demande pour le pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique, par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par un rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 57,10 \$/b au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 51,86 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes réalisées à l'intérieur des terres américaines et sur la côte américaine du golfe du Mexique, où Suncor est en mesure d'utiliser son réseau logistique afin de bénéficier des prix favorables sur le marché américain, conjuguée à une amélioration de la qualité de la mousse de bitume traitée au solvant paraffinique produite à Fort Hills. L'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd a eu une incidence favorable à la fois sur le prix obtenu pour le bitume de Fort Hills et sur celui obtenu pour le bitume *in situ* au deuxième trimestre de 2019.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 79,32 \$/b au deuxième trimestre de 2019, comparativement à 86,16 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution du cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au deuxième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'amélioration des prix du bitume et de la hausse globale de la production.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au deuxième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tel qu'il est précisé ci-dessous. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif.

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des coûts des produits consommés, de l'augmentation des coûts de préparation du minerai et des dépenses supplémentaires liées à la mise en place de nouvelles technologies visant à optimiser les activités d'exploitation et d'extraction minières futures, en partie contrebalancées par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions et par la baisse des prix du gaz naturel.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au deuxième trimestre de 2019 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des révisions de l'évaluation des stocks de brut, en partie contrebalancées par une baisse des coûts de démarrage de projet.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison principalement des volumes de ventes supplémentaires générés par l'ensemble des actifs du secteur Sables pétrolifères par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement, les pertes de valeur et les frais de prospection du deuxième trimestre de 2019 ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement se rapportant à la mise en service graduelle des usines d'extraction de Fort Hills en 2018, de l'amortissement supplémentaire lié à la transition à IFRS 16 et d'une augmentation des coûts de révision incorporés à l'actif à la suite de l'exécution d'importants travaux de maintenance vers la fin du deuxième trimestre de 2018.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	2 060	1 849	4 033	3 724
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 219	1 057	2 340	2 127
Coûts non liés à la production ²⁾	(38)	(47)	(95)	(81)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(42)	(41)	(117)	(107)
Variations des stocks	(88)	(29)	(3)	(17)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	1 051	940	2 125	1 922
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	27,80	28,65	28,85	27,70
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	216	184	449	328
Coûts non liés à la production ²⁾	(25)	(55)	(72)	(71)
Variations des stocks	(8)	56	15	72
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	183	185	392	329
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	22,50	28,55	25,80	35,90
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	625	608	1 244	1 269
Coûts non liés à la production ²⁾	(26)	(5)	(38)	(15)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	599	603	1 206	1 254
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	34,90	56,25	35,95	53,25

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

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les charges de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent notamment les coûts de démarrage de projet, les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.

3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte notamment de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par une unité de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 27,80 \$ au deuxième trimestre de 2019, contre 28,65 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'accroissement de la production ayant plus que contrebalancé les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux supplémentaires dont il est question ci-dessus. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères par baril reflètent également l'incidence des réductions de production obligatoires, y compris la modification de la composition des produits et la perte de rendement liée à l'augmentation de la valeur de la production de pétrole brut synthétique. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 1,051 G\$, en comparaison de 940 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Au deuxième trimestre de 2019, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères pour le deuxième trimestre de 2019 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères pour le deuxième trimestre de 2019 rendent compte d'un prélèvement sur les stocks de brut ainsi que d'une baisse des coûts de production du pétrole brut engagés vers la fin du trimestre qui a découlé du fait que les stocks à coûts plus élevés ont été comptabilisés en charges et remplacés par des stocks à plus faibles coûts. Au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ces variations rendaient compte d'un prélèvement sur les stocks.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 22,50 \$ au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 28,55 \$ au deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison de l'incidence de l'augmentation des volumes de production enregistrée pour la période à l'étude et des charges d'exploitation décaissées comparables. Les coûts non liés à la production ont été moins élevés, en raison essentiellement du fait qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, des coûts de démarrage de projet liés à l'augmentation de la cadence de production en 2018 avaient été engagés. Au deuxième trimestre de 2019, l'incidence de la diminution du coût des stocks a plus que contrebalancé les répercussions de l'accumulation des stocks de brut, tandis qu'au deuxième trimestre de 2018, une accumulation de stocks d'une plus grande valeur avait été enregistrée alors que la cadence de production augmentait progressivement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 34,90 \$ au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 56,25 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'accroissement de la production dont il est question ci-dessus. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude s'est établie à 599 M\$ au deuxième trimestre de 2019, contre 603 M\$ au deuxième trimestre de 2018.

Résultats du premier semestre de 2019

Pour le premier semestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net de 1,750 G\$, en comparaison de 500 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du premier semestre de 2019 tient compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 910 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022.

Pour le premier semestre de 2019, le résultat d'exploitation du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 840 M\$, en comparaison de 500 M\$ pour la période correspondante de 2018. Le résultat d'exploitation s'est amélioré grâce à l'accroissement des volumes de production, à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la diminution du coût du gaz naturel, partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills, par la participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise en 2018 et par l'augmentation des coûts liés aux activités d'exploitation du secteur Sables pétrolifères dont il est question ci-dessous. La production s'est accrue en raison d'une diminution du volume de travaux de maintenance planifiés menés à l'égard des installations de valorisation, de l'amélioration de la fiabilité des installations de Syncrude et du secteur Sables pétrolifères et de l'accroissement de la cadence de production observé à Fort Hills tout au long de 2018, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des réductions de production obligatoires en 2019 et par l'exécution de travaux de révision à Firebag au deuxième trimestre de 2019.

Pour le premier semestre de 2019, les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 3,050 G\$, en comparaison de 2,473 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

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

Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 28,85 \$ pour le premier semestre de 2019, en hausse par rapport 27,70 \$ en moyenne pour le premier semestre de 2018, ce qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux qui a découlé de la hausse des coûts de préparation du minerai, par l'augmentation des coûts des produits consommés et par les dépenses supplémentaires liées à la mise en place de nouvelles technologies visant à optimiser les activités d'exploitation et d'extraction futures, partiellement contrebalancées par la hausse de la production et par la baisse des prix du gaz naturel.

Pour le premier semestre de 2019, les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 25,80 \$, en comparaison de 35,90 \$ pour la période correspondante de 2018. Les charges d'exploitation décaissées par baril de la période à l'étude reflètent une pleine cadence de production, bien que le volume de production ait été limité du fait des réductions de production obligatoires imposées, ainsi qu'une augmentation des coûts associée à six mois complets de production, tandis que celles de la période correspondante de l'exercice précédent reflétaient l'accroissement graduel de la cadence de production observé en 2018, qui s'était traduit par des charges d'exploitation moins élevées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 35,95 \$ pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 53,25 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'importante hausse de la production, le volume de production de la période correspondante de l'exercice précédent ayant subi les répercussions d'une panne d'électricité et de travaux de maintenance planifiés d'envergure, ainsi qu'à la diminution des charges d'exploitation décaissées qui a découlé principalement de la baisse des coûts de maintenance. Les charges décaissées par baril de Syncrude reflètent également l'incidence défavorable des réductions obligatoires de la production d'exploitation, en partie compensée par le transfert de crédits de réduction de la Société et par l'achat de crédits de réduction provenant de tiers.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a mené à bien des travaux de maintenance à Firebag et à l'usine de valorisation 1 au cours du deuxième trimestre de 2019 et prévoit entreprendre des travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2 et à Syncrude vers la fin du troisième trimestre de 2019. L'incidence de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

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

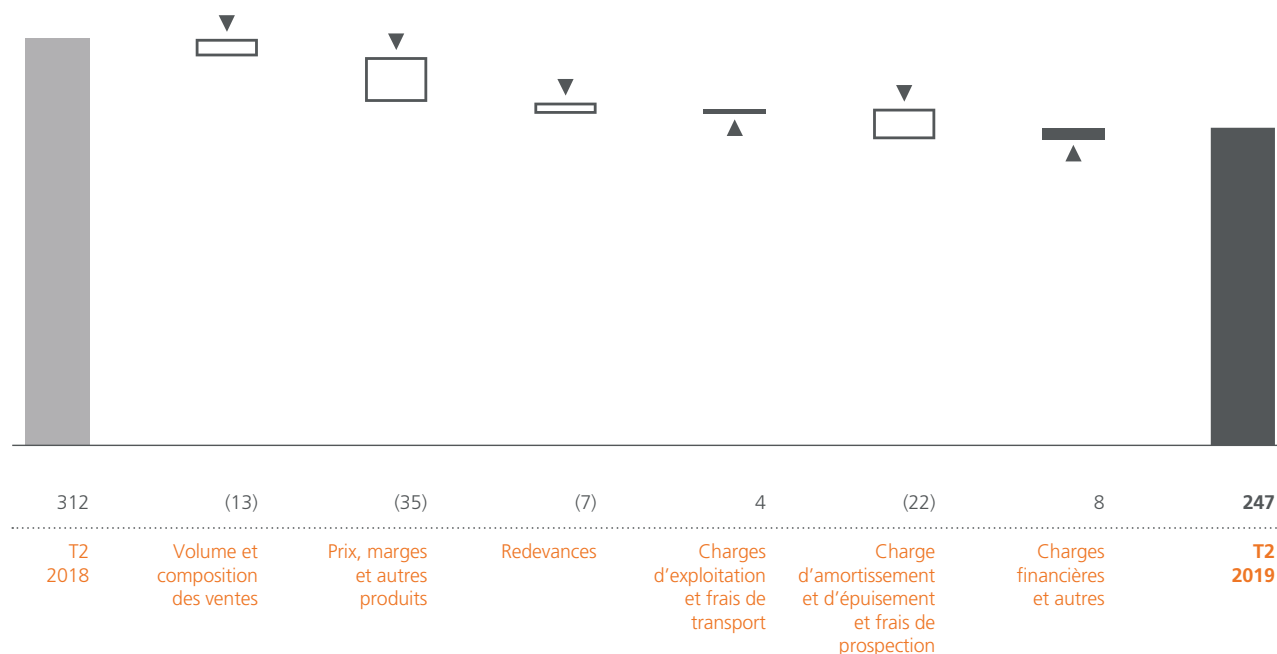
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Produits bruts ¹⁾	904	1 010	1 780	1 948
Moins les redevances ¹⁾	(75)	(65)	(187)	(147)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	829	945	1 593	1 801
Résultat net ²⁾	456	312	948	700
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	(70)	—	(70)	—
Profit sur une cession d'actifs ⁴⁾	(139)	—	(139)	(133)
Résultat d'exploitation ⁵⁾	247	312	739	567
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	507	539	1 209	1 005

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés en fonction des droits dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 90 M\$ pour le deuxième trimestre de 2019 et de 122 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 2) Les chiffres présentés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés en général. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 3) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, un recouvrement d'impôt différé de 70 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 4) Au cours du deuxième trimestre de 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Sociétés situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction.
- 5) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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 inscrit un résultat d'exploitation de 247 M\$ au deuxième trimestre de 2019, en baisse comparativement à celui de 312 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une baisse du cours de référence du brut Brent et des charges liées à la non-viabilité commerciale des projets de forage au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	11,3	13,6	12,2	14,5
Hibernia (kb/j)	23,8	25,5	24,7	25,8
White Rose (kb/j)	3,2	6,0	2,1	7,4
Hebron (kb/j)	23,6	13,5	21,0	10,9
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	—	—	1,0
	61,9	58,6	60,0	59,6
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	35,0	39,4	35,8	39,9
Golden Eagle (kbep/j)	8,2	12,6	9,2	13,4
Royaume-Uni (kbep/j)	43,2	52,0	45,0	53,3
Norvège – Oda (kbep/j)	4,0	—	2,1	—
Libye (kb/j)	2,6	3,5	2,2	3,0
	49,8	55,5	49,3	56,3
Production totale (kbep/j)	111,7	114,1	109,3	115,9
Total des volumes de ventes (kbep/j)	106,1	110,2	108,9	116,0

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 61 900 bep/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 58 600 bep/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cet accroissement de la production est principalement attribuable à l'augmentation des volumes de production de Hebron, partiellement contrebalancée par l'incidence continue du retour graduel de la production de White Rose jusqu'à pleine capacité, par l'exécution de travaux de maintenance planifiés à Terra Nova et par la déplétion naturelle.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 49 800 bep/j, en comparaison de 55 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la déplétion naturelle au Royaume-Uni et d'une panne survenue aux installations d'un tiers qui a eu des répercussions sur Golden Eagle, partiellement contrebalancées par la hausse de la production provenant du projet Oda mené au large des côtes de la Norvège, où la production a débuté vers la fin du premier trimestre de 2019 et s'est établie en moyenne à 4 000 bep/j au deuxième trimestre de 2019.

Le volume des ventes du secteur E&P s'est établi à 106 100 bep/j au deuxième trimestre de 2019, ce qui avoisine celui de 110 200 bep/j enregistré au deuxième trimestre de 2018.

Prix obtenus

Dédution faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	90,48	95,06	87,48	88,53
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	—	—	1,94
E&P International (\$/bep)	87,56	91,81	85,30	86,36

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au deuxième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse du cours de référence du brut Brent au cours du deuxième trimestre de 2019, en partie contrebalancée par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le deuxième trimestre de 2019 ont été supérieures en raison de la hausse du volume de ventes sur la côte Est du Canada, en partie contrebalancée par la baisse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du deuxième trimestre de 2019 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement et les pertes de valeur du deuxième trimestre de 2019 ont diminué par rapport au deuxième trimestre de 2018, en raison principalement de la baisse globale de la production, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement liée à Hebron qui a découlé de l'accroissement de la production.

Les frais de prospection engagés au deuxième trimestre de 2019 ont été supérieurs à ceux engagés au deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison des frais de prospection liés à la non-viabilité commerciale des projets de forage au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord.

Résultats du premier semestre de 2019

Le secteur E&P a inscrit un résultat net de 948 M\$ pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 700 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du premier semestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 139 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans Canbriam et d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 70 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Société situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation de 739 M\$ pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 567 M\$ pour le premier semestre de 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à la réception d'un produit d'assurance de 264 M\$ après impôt lié aux actifs de la Société en Libye et à la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement partiellement contrebalancées par la diminution du volume des ventes, par l'augmentation des frais de prospection et par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut. Le produit d'assurance reçu pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui pourrait dépendre de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

Pour le premier semestre de 2019, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,209 G\$, en hausse comparativement à ceux de 1,005 G\$ inscrits pour le premier semestre de 2018, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement hors trésorerie.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Au deuxième trimestre de 2019, la Société a mené à Terra Nova des travaux de maintenance planifiés d'une durée de 10 jours. La Société n'a pas prévu mener de travaux de maintenance d'envergure à Terra Nova au troisième trimestre de 2019.

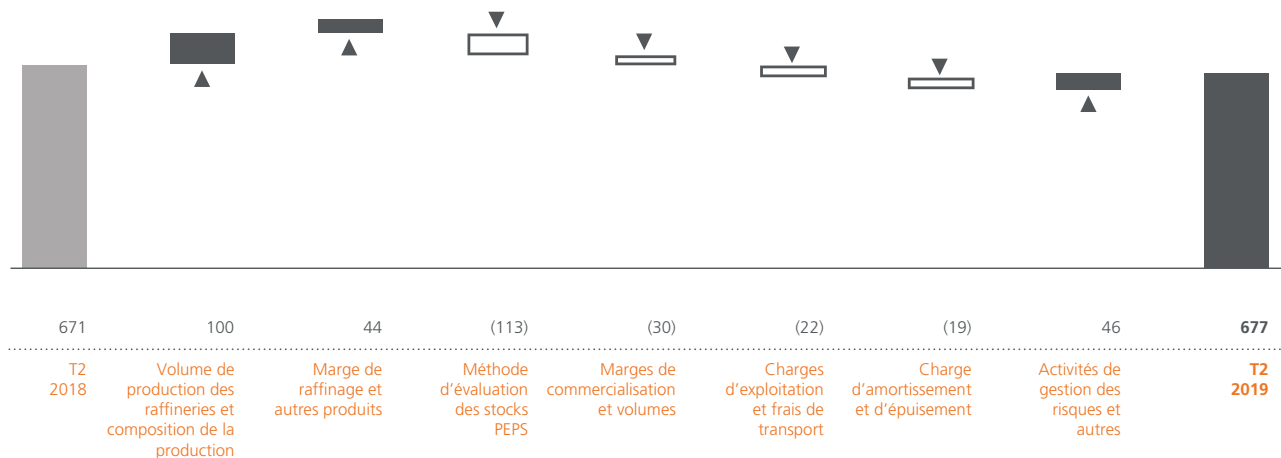
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Produits d'exploitation	5 626	5 921	10 830	11 359
Résultat net ¹⁾	765	671	1 774	1 460
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(88)	—	(88)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	677	671	1 686	1 460
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	932	892	2 185	1 803

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés en général. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur R&C, un recouvrement d'impôt différé de 88 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



- 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 R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 677 M\$ pour le deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 671 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du débit de traitement, l'amélioration des marges de raffinage et l'efficacité des activités de gestion des risques ont plus que compensé la baisse du profit lié à la méthode PEPS, la diminution des marges dégagées sur les activités de vente au détail et les activités de commercialisation, la hausse des charges d'exploitation et des frais de transport et l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	170,0	182,0	193,0	199,8
Ouest de l'Amérique du Nord	229,1	162,1	228,9	198,7
Total	399,1	344,1	421,9	398,5
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	77	82	87	90
Ouest de l'Amérique du Nord	95	68	95	83
Total	86	74	91	86
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	235,3	242,0	241,0	237,9
Distillat	206,1	181,7	213,9	192,9
Autres	66,7	76,3	70,5	75,7
Total	508,1	500,0	525,4	506,5
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	33,45	30,25	34,95	30,40
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	5,90	6,25	5,75	5,45

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

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Les marges de raffinage par baril tiennent compte de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 399 100 b/j au deuxième trimestre de 2019, contre 344 100 b/j au deuxième trimestre de 2018. Dans les deux cas, le débit de traitement reflète les répercussions de travaux de maintenance planifiés d'envergure; toutefois, les travaux de maintenance exécutés au cours du trimestre à l'étude ont été de moindre envergure que ceux menés au deuxième trimestre de 2018, durant lequel avaient été exécutés les premiers travaux de révision complets de la raffinerie d'Edmonton, de même que des travaux de révision additionnels portant sur les trois autres raffineries de la Société. Les travaux de maintenance exécutés au deuxième trimestre de 2019 comprennent des travaux de révision portant sur les raffineries de Sarnia et de Montréal, ainsi que des travaux de maintenance planifiés aux raffineries d'Edmonton et de Commerce City, ce qui a donné lieu à un taux d'utilisation des raffineries de 86 %, en comparaison de 74 % au deuxième trimestre de l'exercice précédent.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 508 100 b/j au deuxième trimestre de 2019, en comparaison de 500 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à une hausse du débit de traitement du brut par les raffineries au deuxième trimestre de 2019 et à la plus grande disponibilité des produits raffinés qui en a découlé. Un important prélèvement sur les stocks de produits avait été effectué au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent en prévision des travaux de révision planifiés devant être effectués à la grandeur de la raffinerie d'Edmonton au deuxième trimestre de 2018.

Prix et marges

Les marges brutes qui ont été dégagées sur les produits raffinés ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2019 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elles rendent compte de ce qui suit :

- Dans l'ensemble, les marges de craquage de raffinage se sont améliorées et l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien s'est fait ressentir, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par le rétrécissement des écarts de prix du brut et par des écarts non favorables liés à l'emplacement des produits.

- Au deuxième trimestre de 2019, 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 comptable DEPS¹⁾, a eu une incidence positive sur les résultats de la société de 38 M\$ après impôt pour le trimestre à l'étude, comparativement à un ajustement favorable de 151 M\$ après impôt pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence défavorable de 113 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Les marges brutes de commercialisation ont été moins élevées au deuxième trimestre de 2019 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'incidence de la concurrence soutenue au chapitre des prix, partiellement contrebalancée par une augmentation des volumes de ventes au détail et de ventes en gros au Canada, ce qui représente un nouveau record pour un deuxième trimestre et un premier semestre pour ces réseaux.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2019 qu'au deuxième trimestre de 2018, en raison surtout de la hausse des coûts de maintenance engagés à l'égard des raffineries, de l'augmentation des frais variables liés aux ventes qui a découlé de l'accroissement du volume des ventes et de la hausse des coûts d'approvisionnement en marchandises, lesquels étaient liés à l'augmentation du débit de traitement des raffineries.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté au deuxième trimestre de 2019, ce qui s'explique par le traitement comptable des contrats de location-acquisition en vertu d'IFRS 16 et par l'amortissement supplémentaire lié aux importants travaux de révision exécutés au cours de l'exercice précédent.

Résultats du premier semestre de 2019

Le secteur R&C a inscrit un résultat net de 1,774 G\$ pour le premier semestre de 2019, contre 1,460 G\$ pour le premier semestre de 2018. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du premier semestre de 2019 tient compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 88 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 1,686 G\$ pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 1,460 G\$ pour le premier semestre de 2018. Cette hausse est attribuable au plus important profit lié à la méthode PEPS comptabilisé pour la période à l'étude, à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries qui a découlé de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés et à l'augmentation des marges de craquage de référence, partiellement contrebalancés par le rétrécissement des écarts de prix du brut, par les écarts défavorables liés à l'emplacement des produits, par la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et par l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement. Au premier semestre de 2019, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de l'ordre de 505 M\$ après impôt, en comparaison de 204 M\$ après impôt pour le premier semestre de 2018.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 2,185 G\$ pour le premier semestre de 2019, en hausse comparativement à ceux de 1,803 G\$ inscrits pour le premier semestre de 2018, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la charge d'amortissement d'épuisement hors trésorerie.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a mené à bien des travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Montréal, de Sarnia, d'Edmonton et de Commerce City, et elle ne prévoit pas mener de travaux de maintenance majeurs au cours du troisième trimestre de 2019.

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 ET ÉLIMINATIONS ¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Résultat net ¹⁾	(53)	(414)	(273)	(899)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(48)	—	(48)	—
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(221)	218	(482)	547
Résultat d'exploitation ³⁾	(322)	(196)	(803)	(352)
<i>Siège social</i>	(261)	(231)	(563)	(420)
<i>Éliminations</i>	(61)	35	(240)	68
Fonds affectés à l'exploitation ³⁾	(300)	(60)	(854)	(255)

- 1) Depuis le premier trimestre de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société sont inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement. Les résultats des activités de la Société liées à l'énergie sont inclus dans le secteur Siège social.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, un recouvrement d'impôt différé de 48 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 261 M\$ au deuxième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte d'exploitation de 231 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par le fait que le résultat d'exploitation de la période correspondante de l'exercice précédent tenait compte d'un produit d'intérêts reçu au titre d'un règlement fiscal d'une période précédente, de même que par la diminution des recouvrements d'impôt sur le résultat et par la comptabilisation d'une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au deuxième trimestre de 2019, Suncor a incorporé une tranche de 28 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 25 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au deuxième trimestre de 2019, la Société a reporté un profit intersectoriel après impôt de 61 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 35 M\$ au deuxième trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'augmentation des volumes des stocks intersectoriels.

Les fonds affectés à l'exploitation par le secteur Siège social et éliminations au deuxième trimestre de 2019 ont eu une incidence défavorable par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait qu'un profit détenu dans les stocks intragroupe a été éliminé, tandis qu'un profit avait été réalisé au deuxième trimestre de l'exercice précédent en raison notamment de la réception d'un produit d'intérêts lié à un règlement fiscal d'une période précédente, de même que par une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par une diminution des recouvrements d'impôt exigible.

Résultats du premier semestre de 2019

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 273 M\$ pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 899 M\$ pour le premier semestre de 2018. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du premier semestre de 2019 tient compte d'un profit de change latent après impôt de 482 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 48 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022. Le résultat net du premier semestre de 2018 tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 547 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 803 M\$ pour le premier semestre de 2019, en comparaison de 352 M\$ pour le premier semestre de 2018. L'augmentation de la perte s'explique par le fait qu'un important profit détenu dans les stocks intragroupe a été éliminé, tandis qu'un profit avait été réalisé au deuxième trimestre de l'exercice précédent, de même que par une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation pour la période correspondante de l'exercice précédent, le résultat d'exploitation de cette période reflétant la réception d'un produit d'intérêts lié à un règlement fiscal d'une période précédente, par une diminution des intérêts incorporés à l'actif et par une augmentation des charges d'intérêts liée à l'application d'IFRS 16. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges à payer au titre de la rémunération fondée sur des actions. Au cours du premier semestre de 2019, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 56 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison d'une tranche de 102 M\$ au cours du premier semestre de 2018. Cette diminution est attribuable à la mise en service graduelle de Fort Hills en 2018. L'élimination du profit intragroupe détenu dans les stocks découle de l'augmentation des marges sur le brut et d'une hausse du volume des stocks intragroupe.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 854 M\$ au premier semestre de 2019, en comparaison de 255 \$ au premier semestre de 2018. Outre les facteurs susmentionnés liés à la trésorerie qui ont influé sur le résultat d'exploitation, la diminution des paiements au titre de la rémunération fondée sur des actions a eu une incidence favorable sur les fonds provenant de l'exploitation au premier semestre de 2019.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Sables pétrolifères	856	1 122	1 440	2 114
Exploration et production	268	250	496	415
Raffinage et commercialisation	220	370	302	487
Siège social et éliminations	20	20	29	37
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 364	1 762	2 267	3 053
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(28)	(25)	(56)	(102)
	1 336	1 737	2 211	2 951

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2019			Semestre clos le 30 juin 2019		
	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ²⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ³⁾	Total	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ²⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	416	24	440	619	39	658
<i>Activités in situ</i>	46	153	199	67	336	403
<i>Fort Hills</i>	87	29	116	170	46	216
<i>Syncrude</i>	83	1	84	131	1	132
Exploration et production	2	256	258	3	470	473
Raffinage et commercialisation	173	45	218	232	67	299
Siège social et éliminations	9	12	21	13	17	30
	816	520	1 336	1 235	976	2 211

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif, et la Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait.
- 2) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.
- 3) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,336 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en baisse par rapport à celles de 1,737 G\$ engagées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des investissements se rapportant à l'exécution de travaux de maintenance planifiés plus importants entrepris au trimestre correspondant de l'exercice précédent par le secteur Sables pétrolifères et le secteur Raffinage et commercialisation, de même que par la diminution des investissements se rapportant à la mise en service graduelle des usines d'extraction de Fort Hills au premier semestre de 2018.

L'activité du deuxième trimestre de 2019 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 440 M\$ au deuxième trimestre de 2019. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien et de maintenance d'immobilisations liées au programme de travaux de maintenance d'envergure planifiés de la Société, notamment l'exécution des travaux de révision printaniers de l'usine de valorisation 1, la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers et l'exécution d'autres travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités *in situ*

Pour le deuxième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 199 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques, notamment des dépenses liées aux travaux de construction de plateformes de puits et aux activités de forage qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Fort Hills

Pour le deuxième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 116 M\$ et représentent essentiellement des projets d'infrastructures de gestion des résidus miniers en vue de soutenir les activités.

Syncrude

Pour le deuxième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Syncrude ont totalisé 84 M\$. L'intégralité de ce montant représente des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance engagées pour améliorer la fiabilité des installations.

Exploration et production

Pour le deuxième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 258 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hebron, à Hibernia, à White Rose, à Buzzard et à Terra Nova et la poursuite des travaux de mise en valeur du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a autorisé le lancement du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova d'une décennie environ. Ce projet devrait être amorcé en 2020.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 218 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités, aux améliorations des activités de vente au détail et aux travaux de maintenance d'envergure planifiés qui ont été menés aux raffineries.

Siège social et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 21 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

	30 juin 2019 – Selon les dispositions de la norme précédente relative aux contrats de location	Incidence d'IFRS 16	Périodes de 12 mois closes les 30 juin 2019 – Selon les dispositions d'IFRS 16	30 juin 2018
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)				
Compte non tenu des projets majeurs en cours ²⁾	10,7	(0,1)	10,6	9,5
Compte tenu des projets majeurs en cours	10,5	(0,1)	10,4	8,3
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ³⁾ (en nombre de fois)	1,3	0,2	1,5	1,5
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)				
Base du résultat ⁴⁾	8,0	(0,3)	7,7	7,4
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{3),5)}	14,6	(0,5)	14,1	13,7
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	26,5	2,0	28,5	28,3

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

2) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, se serait établi à 8,7 % au deuxième trimestre de 2019 si le recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant de la modification du taux d'imposition des sociétés en Alberta n'avait pas été pris en compte.

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

4) Correspond à la 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.

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

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et 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 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,4 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,061 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2019, en baisse comparativement au montant de 2,221 G\$ inscrit au 31 décembre 2018. Les sorties de trésorerie de la Société, qui se rapportent aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, aux fonds requis pour le versement des dividendes, au rachat d'une tranche de 1,066 G\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à une réduction nette de 540 M\$ de la dette, y compris les paiements de loyers, ont été légèrement supérieures aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Pour le trimestre clos le 30 juin 2019, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,061 G\$, en hausse comparativement au montant de 1,875 G\$ inscrit au 31 mars 2019, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ayant excédé la trésorerie affectée par la Société aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, aux fonds requis pour le versement des dividendes, au rachat d'une tranche de 552 M\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à la réduction nette de 796 M\$ de la dette, y compris les paiements de loyers.

Au 30 juin 2019, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 14 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 4,688 G\$ au 30 juin 2019, en hausse par rapport à 3,608 G\$ au 31 décembre 2018, en raison principalement d'une baisse considérable de la dette à court terme dont il est fait mention ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'amélioration du dollar canadien sur la dette à court terme libellée en dollars américains.

Activités de financement

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

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 juin 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,5 % (28,3 % au 31 décembre 2018) et reflétait l'incidence des obligations locatives liées aux contrats de location-acquisition de 1,792 G\$ comptabilisées le 1^{er} janvier 2019 lors de l'adoption d'IFRS 16. La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2019	31 décembre 2018 ¹⁾
Dettes à court terme	2 198	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	191
Tranche courante des obligations locatives à long terme	307	38
Dettes à long terme	12 984	12 668
Obligations locatives à long terme	2 693	1 222
Dettes totales	18 182	17 350
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 061	2 221
Dettes nettes	16 121	15 129
Capitaux propres	45 509	44 005
Dettes totales majorées des capitaux propres	63 691	61 355
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,5	28,3

1) Compte non tenu de l'incidence d'IFRS 16, qui a été adoptée de façon prospective le 1^{er} janvier 2019 conformément aux dispositions de la norme.

En mai 2019, la Société a émis 750 M\$ de billets à moyen terme de série 6 non garantis de premier rang arrivant à échéance le 24 mai 2029 et portant intérêt au taux de 3,10 %.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2019	Semestre clos le 30 juin 2019
Dette totale à l'ouverture de la période	19 173	17 350
Augmentation de la dette à long terme	557	557
Diminution de la dette à court terme	(1 281)	(955)
Augmentation des obligations locatives au 1 ^{er} janvier 2019 découlant de l'adoption d'IFRS 16	—	1 792
Augmentation de l'obligation locative	41	92
Paiements de loyers	(72)	(142)
Incidence du change sur la dette et autres	(236)	(512)
Dette totale au 30 juin 2019	18 182	18 182
Moins la trésorerie et ses équivalents au 30 juin 2019	2 061	2 061
Dette nette au 30 juin 2019	16 121	16 121

La dette totale de la Société a diminué au deuxième trimestre de 2019, ce qui s'explique par l'importante réduction de la dette à court terme, par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 mars 2019, par le remboursement d'une tranche de 140 M\$ US de la dette à long terme portant intérêt à un taux plus élevé et arrivant à échéance et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du deuxième trimestre de 2019. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de 750 M\$ de la dette à long terme et par les contrats de location conclus au cours de la période.

La dette totale de la Société a augmenté en 2019, ce qui s'explique principalement par l'incidence de l'adoption d'IFRS 16, à la suite de laquelle l'obligation locative inscrite à l'état de la situation financière de la Société a augmenté de 1,792 G\$, par l'augmentation nette de la dette à long terme et par les contrats de location conclus au cours du premier semestre de 2019, partiellement contrebalancés par le remboursement de 955 M\$ sur la dette à court terme, par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2018 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du premier semestre de 2019.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	30 juin 2019
Actions ordinaires	1 560 729
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 236
Options sur actions ordinaires – non exerçables	14 156

Au 22 juillet 2019, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 557 613 662 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 381 135. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

En mai 2018, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de continuer à racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York (la « NYSE ») ou d'autres plateformes de négociation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. La TSX a par la suite accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de modifier son offre publique de rachat dans le cours normal des activités en date du 19 novembre 2018. L'avis prévoyait que Suncor pouvait augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées aux fins d'annulation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 pour le faire passer à 81 695 830 actions ordinaires.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de continuer à racheter des actions aux termes de son programme de rachat par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres plateformes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020, Suncor peut racheter, aux fins d'annulation, au plus 50 252 231 de ses actions ordinaires, soit environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 30 avril 2019. Les porteurs de titres de Suncor peuvent obtenir gratuitement un exemplaire de l'avis en communiquant avec la Société.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a racheté et annulé 13 001 087 actions ordinaires au prix moyen de 42,46 \$ l'action, pour une contrepartie totale de 552 M\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 11 860 356 actions ordinaires au prix moyen de 51,33 \$ l'action, pour une contrepartie totalisant 609 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	13 001	11 860	24 952	20 859
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	42,46	51,33	42,71	47,86
Coût du rachat d'actions	552	609	1 066	998

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements hors bilan

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment des obligations contractuelles et des 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 2018 et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours du premier semestre de 2019. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement hors bilan 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.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'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, ainsi que par les variations des cours des marchandises, notamment l'élargissement des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme les réductions obligatoires de la production mises en œuvre par le gouvernement de l'Alberta au premier semestre de 2019.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	692,2	657,2	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2	628,4
Exploration et production	111,7	107,1	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2	111,5
	803,9	764,3	831,0	743,8	661,7	689,4	736,4	739,9
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 071	8 983	8 561	10 847	10 327	8 807	9 000	7 963
Autres produits (pertes)	27	414	384	16	101	(57)	41	43
	10 098	9 397	8 945	10 863	10 428	8 750	9 041	8 006
Résultat net	2 729	1 470	(280)	1 812	972	789	1 382	1 289
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,74	0,93	(0,18)	1,12	0,60	0,48	0,84	0,78
par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,74	0,93	(0,18)	1,11	0,59	0,48	0,84	0,78
Résultat d'exploitation¹⁾	1 253	1 209	580	1 557	1 190	985	1 310	867
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,80	0,77	0,36	0,96	0,73	0,60	0,79	0,52
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	3 005	2 585	2 007	3 139	2 862	2 164	3 016	2 472
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,92	1,64	1,26	1,94	1,75	1,32	1,83	1,49
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 433	1 548	3 040	4 370	2 446	724	2 755	2 912
par action ordinaire – de base (en dollars)	2,19	0,98	1,90	2,70	1,50	0,44	1,67	1,75
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	10,4	8,2	8,0	9,7	8,3	6,5	6,7	5,5
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	10,6	8,3	8,2	10,4	9,5	7,8	8,6	7,0
Profit (perte) de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	221	261	(637)	195	(218)	(329)	(91)	412
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32	0,32
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	40,85	43,31	38,13	49,98	53,50	44,49	46,15	43,73
Bourse de New York (\$ US)	31,16	32,43	27,97	38,69	40,68	34,54	36,72	35,05

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

Contexte commercial

		30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018	30 sept. 2017
(moyenne pour les trimestres clos)									
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	59,85	54,90	58,85	69,50	67,90	62,90	55,40	48,20
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	68,85	63,20	67,80	75,25	74,40	66,80	61,40	52,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	6,90	5,00	4,35	10,20	12,40	7,70	9,60	6,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	73,40	66,45	42,70	82,10	80,95	72,45	69,30	57,05
WCS à Hardisty	\$ US/b	49,20	42,50	19,50	47,35	48,65	38,60	43,10	38,25
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(10,65)	(12,40)	(39,35)	(22,15)	(19,25)	(24,30)	(12,30)	(9,95)
Prime (écart) – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	0,15	(2,30)	(21,60)	(0,90)	(0,65)	(1,45)	3,25	0,65
Condensat à Edmonton	\$ US/b	55,90	50,55	45,30	66,80	68,50	63,15	57,95	47,60
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,05	2,55	1,60	1,50	1,20	1,75	1,70	1,45
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	56,35	70,75	55,55	54,45	56,00	34,95	22,35	24,55
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	22,20	18,25	19,15	20,25	21,10	16,70	20,50	22,00
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	21,45	15,35	16,35	20,00	19,05	14,25	21,40	19,80
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	26,85	19,35	22,25	22,05	28,65	21,00	23,55	26,95
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	21,70	17,85	17,65	19,35	20,45	16,30	19,10	21,20
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,75	0,76	0,77	0,77	0,79	0,79	0,80
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,75	0,73	0,77	0,76	0,78	0,80	0,80

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Suncor utilisait auparavant la marge de craquage 3-2-1 parce que cette valeur de référence était plus répandue et mieux connue de la Société. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de l'assortiment de produits raffinés de Suncor. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

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 2018 de Suncor ainsi qu'à la note 3 de ses états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2019.

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 2018 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2018.

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 25 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018, à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2019 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2018.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 juin 2019, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « *Loi de 1934* »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 juin 2019, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 2019, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la *Loi de 1934*). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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

Prévisions de la Société

Suncor a modifié les prévisions qu'elle avait publiées pour 2019. Son communiqué de presse daté du 24 juillet 2019, qui peut être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié au volume de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur R&C.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye qui est exempte de redevances, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence après impôt de la méthode d'évaluation des stocks PEPS dans le secteur R&C de la Société ainsi que de l'incidence du report ou de la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor, puisque ces deux éléments représentent des ajustements de la valeur des stocks.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des coûts de démarrage de projet, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires 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 30 juin
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2019	2018
Ajustements du résultat net			
Résultat net		5 731	4 432
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains		(40)	226
Charge d'intérêts nette		616	321
	A	6 307	4 979
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		16 163	13 780
Capitaux propres		45 543	44 887
		61 706	58 667
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		16 121	16 163
Capitaux propres		45 509	45 543
		61 630	61 706
Capital moyen investi	B	60 702	59 793
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	10,4	8,3
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	1 135	7 202
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	10,6	9,5

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

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

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion ou du rapport aux actionnaires trimestriel, selon le cas, pour le trimestre visé.

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Résultat net	1 561	403	456	312	765	671	(53)	(414)	2 729	972
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 060	954	235	249	200	174	18	14	1 513	1 391
Impôt sur le résultat différé	(797)	84	(89)	(30)	(66)	26	(48)	11	(1 000)	91
Charge de désactualisation	55	53	11	12	2	2	—	—	68	67
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(231)	245	(231)	245
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	38	19	11	(7)	27	1	—	—	76	13
Profit à la cession d'actifs	(6)	—	(151)	—	(1)	(4)	—	—	(158)	(4)
Rémunération fondée sur des actions	9	52	1	6	5	23	9	76	24	157
Prospection	—	—	37	—	—	—	—	—	37	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(68)	(84)	(4)	(3)	(4)	(3)	—	—	(76)	(90)
Autres	14	10	—	—	4	2	5	8	23	20
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 866	1 491	507	539	932	892	(300)	(60)	3 005	2 862
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie									428	(416)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									3 433	2 446

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Résultat net	1 750	500	948	700	1 774	1 460	(273)	(899)	4 199	1 761
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	2 052	1 928	482	528	403	328	38	31	2 975	2 815
Impôt sur le résultat différé	(737)	141	(122)	(85)	(61)	49	(77)	15	(997)	120
Charge de désactualisation	113	104	22	24	4	4	—	—	139	132
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(511)	618	(511)	618
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	44	15	7	(36)	97	(18)	—	1	148	(38)
Profit à la cession d'actifs	(10)	(1)	(151)	(162)	(2)	(4)	—	—	(163)	(167)
Rémunération fondée sur des actions	(25)	(12)	(4)	(4)	(19)	(16)	(37)	(35)	(85)	(67)
Prospection	—	—	39	—	—	—	—	—	39	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(180)	(238)	(5)	(16)	(5)	(5)	—	—	(190)	(259)
Autres	43	36	(7)	56	(6)	5	6	14	36	111
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	3 050	2 473	1 209	1 005	2 185	1 803	(854)	(255)	5 590	5 026
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(609)	(1 856)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									4 981	3 170

Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant des fonds provenant de l'exploitation, les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, y compris les intérêts incorporés à l'actif connexes, et les dividendes. Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les distributions aux actionnaires et financer les investissements de croissance. La direction utilise cette mesure pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer ses investissements de croissance.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Fonds provenant de l'exploitation	3 005	2 862	5 590	5 026
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes	(1 487)	(1 853)	(2 583)	(3 147)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 518	1 009	3 007	1 879

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et charges d'exploitation décaissées de Syncrude

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités menées à Syncrude et à Fort Hills, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités menées à Fort Hills, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR et sont présentées selon la méthode DEPS. La marge de raffinage est calculée en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte de la marge non liée au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société ainsi qu'à son ancienne entreprise de lubrifiants, de même que pour éliminer l'incidence des profits et des pertes liés à la gestion des risques. Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société ainsi qu'à son ancienne entreprise de lubrifiants et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 647	1 639	3 787	3 424
Autres produits (pertes)	14	(15)	29	(32)
Marge non liée au raffinage	(326)	(620)	(913)	(1 035)
Marge de raffinage	1 335	1 004	2 903	2 357
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	39 901	33 165	83 044	77 528
Marge de raffinage (\$/b)	33,45	30,25	34,95	30,40
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	530	494	1 066	986
Coûts non liés au raffinage	(295)	(288)	(589)	(562)
Charges d'exploitation de raffinage	235	206	477	424
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	39 901	33 165	83 044	77 528
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,90	6,25	5,75	5,45

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

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

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

Une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent 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	gigajoules
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	mégawattheure

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

- les principaux objectifs du programme d'immobilisations de Suncor pour 2019, à savoir l'amélioration et l'optimisation du rendement, de la sécurité et de la fiabilité des actifs d'exploitation de la Société, notamment les projets visant à accroître le résultat et les fonds provenant de l'exploitation grâce à de nouvelles économies de coûts et améliorations de la marge structurelle, et les énoncés concernant l'avancement par la Société des projets de forage d'extension;
- les énoncés concernant le projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova, notamment l'attente selon laquelle le projet permettra de prolonger la durée de vie de Terra Nova d'une décennie environ et les attentes concernant le calendrier d'exécution du projet;
- l'opinion selon laquelle le modèle intégré de Suncor et l'accent mis sur l'excellence opérationnelle, la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et le développement durable lui permettent de bien se positionner pour l'avenir et de continuer à accroître les distributions aux actionnaires;
- le fait que Suncor compte continuer à optimiser et à améliorer ses activités en misant sur les compétences de son personnel, en continuant à privilégier l'innovation et en se dotant de technologies numériques de pointe;
- les attentes entourant l'équipe de projet spéciale de Suncor, notamment quant à sa capacité à guider Suncor au cours de la prochaine phase de son évolution;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur l'usine de valorisation 2 et les installations de Syncrude, et le moment où ils seront menés;
- les nouvelles technologies de pointe optimiseront les activités futures d'exploitation et d'extraction;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison des travaux de construction de plateformes de puits et des activités de forage;
- les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,4 G\$, et le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le programme de dépenses en immobilisations et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;

- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- les perspectives de Suncor, sur un exercice complet, quant aux dépenses en immobilisations, aux charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude et aux hypothèses commerciales relatives à la marge de craquage 2-1-1 au port de New York.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre sa capacité à distribuer ses produits sur le marché et pourraient la contraindre à reporter ou à abandonner des projets de croissance planifiés advenant le cas où la capacité de transport des pipelines serait insuffisante; la capacité de Suncor à financer les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques et les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les variations des charges d'exploitation, y compris le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; ainsi que la capacité de la Société à 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 facteurs influant sur les activités de notre secteur E&P sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix 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; 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; ainsi que la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur R&C sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; la capacité de la Société d'exploiter de façon fiable ses installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter ses objectifs de production et de vente; ainsi que les risques et incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.

Les 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 risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les

délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévu, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à 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 ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités de gestion du risque de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, 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; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; 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 de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2018, la notice annuelle de 2018 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	10 071	10 327	19 054	19 134
Autres produits (note 5)	27	101	441	44
	10 098	10 428	19 495	19 178
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 286	4 056	5 907	6 903
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 799	2 612	5 631	5 232
Transport	361	335	697	609
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 513	1 391	2 975	2 815
Prospection	76	19	189	51
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 16)	(158)	(4)	(163)	(167)
Charges financières (note 7)	97	543	129	1 105
	7 974	8 952	15 365	16 548
Résultat avant impôt	2 124	1 476	4 130	2 630
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat				
Exigible	395	413	928	749
Différé (note 15)	(1 000)	91	(997)	120
	(605)	504	(69)	869
Résultat net	2 729	972	4 199	1 761
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(80)	36	(148)	165
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
(Perte actuarielle) gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	(177)	129	(313)	119
Autres éléments du résultat global	(257)	165	(461)	284
Total du résultat global	2 472	1 137	3 738	2 045
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)				
Résultat net – de base	1,74	0,60	2,67	1,08
Résultat net – dilué	1,74	0,59	2,66	1,07
Dividendes en trésorerie	0,42	0,36	0,84	0,72

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 061	2 221
Créances	4 345	3 206
Stocks	3 734	3 159
Impôt sur le résultat à recevoir	153	114
Total de l'actif courant	10 293	8 700
Immobilisations corporelles, montant net (note 12)	76 398	74 245
Prospection et évaluation	2 374	2 319
Autres actifs	1 275	1 126
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 059	3 061
Actifs d'impôt différé	200	128
Total de l'actif	93 599	89 579
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	2 198	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	229
Tranche courante des obligations locatives à long terme (note 3)	307	—
Dettes fournisseurs et charges à payer	6 214	5 647
Tranche courante des provisions	711	667
Impôt à payer	1 059	535
Total du passif courant	10 489	10 309
Dette à long terme	12 984	13 890
Obligations locatives à long terme (note 3)	2 693	—
Autres passifs à long terme (note 10)	2 751	2 346
Provisions (note 11)	8 174	6 984
Impôt sur le résultat différé (note 15)	10 999	12 045
Capitaux propres	45 509	44 005
Total du passif et des capitaux propres	93 599	89 579

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Activités d'exploitation				
Résultat net	2 729	972	4 199	1 761
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 513	1 391	2 975	2 815
Charge (recouvrement) d'impôt différé	(1 000)	91	(997)	120
Charge de désactualisation	68	67	139	132
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(231)	245	(511)	618
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	76	13	148	(38)
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 16)	(158)	(4)	(163)	(167)
Rémunération fondée sur des actions	24	157	(85)	(67)
Prospection	37	—	39	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(76)	(90)	(190)	(259)
Autres	23	20	36	111
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	428	(416)	(609)	(1 856)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 433	2 446	4 981	3 170
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 364)	(1 762)	(2 267)	(3 053)
Acquisitions (notes 13 et 14)	—	(123)	—	(1 191)
Produit de la cession d'actifs (note 16)	159	4	166	4
Autres placements (note 16)	(42)	(27)	(99)	(84)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	28	145	(6)	388
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 219)	(1 763)	(2 206)	(3 936)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(1 281)	234	(955)	1 979
Augmentation (diminution) nette de la dette à long terme	557	(18)	557	(35)
Paiements au titre de l'obligation locative	(72)	—	(142)	—
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	6	187	41	256
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(552)	(609)	(1 066)	(998)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	(2)	(4)	(2)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(658)	(587)	(1 320)	(1 177)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 002)	(795)	(2 889)	23
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	212	(112)	(114)	(743)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(26)	12	(46)	54
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	1 875	2 083	2 221	2 672
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 061	1 983	2 061	1 983
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	352	306	506	413
Impôt sur le résultat payé	282	47	398	664

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	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Résultat net	—	—	—	1 761	1 761	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	165	—	165	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 44 \$	—	—	—	119	119	—
Total du résultat global	—	—	165	1 880	2 045	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	321	(66)	—	—	255	7 098
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(337)	—	—	(661)	(998)	(20 859)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	15	—	—	(10)	5	—
Rémunération fondée sur des actions	—	30	—	—	30	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 177)	(1 177)	—
30 juin 2018	26 605	531	974	17 433	45 543	1 627 222
31 décembre 2018	25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
1 ^{er} janvier 2019	25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
Incidence de l'adoption d'IFRS 16 (note 3)	—	—	—	14	14	—
1 ^{er} janvier 2019, montant ajusté	25 910	540	1 076	16 493	44 019	1 584 484
Résultat net	—	—	—	4 199	4 199	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(148)	—	(148)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 107 \$	—	—	—	(313)	(313)	—
Total du résultat global	—	—	(148)	3 886	3 738	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	53	(11)	—	—	42	1 197
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(406)	—	—	(660)	(1 066)	(24 952)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	30	—	—	33	63	—
Rémunération fondée sur des actions	—	33	—	—	33	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 320)	(1 320)	—
30 juin 2019	25 587	562	928	18 432	45 509	1 560 729

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation de produits, principalement sous la marque Petro-Canada.

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

2. BASE D'ÉTABLISSEMENT

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 (« IASB »). 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 la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans les méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. L'adoption des nouvelles prises de position comptables est décrite à la note 3.

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, à des hypothèses et à des jugements

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

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 applicables sont adoptés ou quasi adoptés.

3. NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

IFRS 16, Contrats de location

En date du 1^{er} janvier 2019, la Société a adopté IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 ») et qui exige la comptabilisation de la plupart des contrats de location dans l'état de la situation financière. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, en prévoyant des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure inchangé pour l'essentiel, de même que l'obligation de classer les contrats de location, soit comme contrats de location-financement soit comme contrats de location simple.

La Société a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée, ce qui exige d'ajuster le solde d'ouverture des résultats non distribués sans avoir à retraiter les données comparatives. Par conséquent, l'information comparative demeure présentée conformément à IAS 17 et à International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) 4. Les précisions des méthodes comptables aux termes d'IAS 17 et d'IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent des précisions aux termes d'IFRS 16 et l'incidence de la variation est présentée ci-après.

Les méthodes comptables aux termes d'IFRS 16 se présentent comme suit :

À la date de passation d'un contrat, la Société doit apprécier si celui-ci est ou contient un contrat de location selon qu'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

À la date de début du contrat de location, la Société doit comptabiliser un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au montant initial de l'obligation locative ajusté pour tout paiement au titre du contrat de location versé à la date de début ou avant cette date, majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés et des coûts estimés pour démanteler et enlever l'actif sous-jacent ou pour remettre en état l'actif sous-jacent ou le site de l'actif, déduction faite des avantages incitatifs à la location reçus. Les actifs sont amortis jusqu'au terme de la durée d'utilité de l'actif au titre du droit d'utilisation, ou jusqu'au terme de la durée du contrat de location s'il est antérieur, selon le mode linéaire, étant donné que ce mode reflète le plus étroitement le rythme attendu de consommation des avantages économiques futurs représentatifs de l'actif. Par ailleurs, les actifs au titre de droits d'utilisation peuvent être diminués de façon périodique des éventuelles pertes de valeur, et ajustés pour refléter certaines réévaluations de l'obligation locative.

L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui ne sont pas versés à la date de début, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou, si ce taux ne peut être déterminé facilement, à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société. La Société utilise son taux d'emprunt marginal à titre de taux d'actualisation. Les paiements de loyers comprennent les paiements fixes et les paiements variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les sorties de trésorerie se rapportant au principal de l'obligation locative sont présentées dans les activités de financement et celles se rapportant à la charge d'intérêts sur l'obligation locative sont présentées dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie. Les paiements de loyers au titre de contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables qui n'ont pas été pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative sont présentés dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie.

L'obligation locative est évaluée au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Elle est réévaluée s'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant de la variation d'un indice ou d'un taux, s'il y a un changement dans l'estimation de la Société des sommes à payer au titre d'une garantie de valeur résiduelle, ou si la Société revoit sa décision d'exercer ou non une option d'achat, de prolongation ou de résiliation du contrat de location.

Lorsque l'obligation locative est réévaluée de cette façon, un ajustement équivalent est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation, ou est comptabilisé dans le résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Selon IAS 17

Au cours de la période comparative, la Société a classé les contrats de location aux termes desquels elle transfère la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété comme des contrats de location-financement. Dans ce cas, les actifs loués ont été évalués initialement à un montant égal à leur juste valeur ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements minimaux au titre de la location s'entendaient des paiements que le preneur était tenu d'effectuer pendant la durée du contrat de location, à l'exclusion de tout loyer conditionnel.

Par la suite, les actifs ont été comptabilisés conformément à la méthode comptable qui s'applique à ceux-ci.

Les actifs détenus dans les autres contrats de location ont été classés à titre de contrats de location simple et n'ont pas été comptabilisés dans l'état de la situation financière de la Société. Les paiements versés aux termes d'un contrat de location simple ont été comptabilisés dans le résultat net selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages incitatifs à la location reçus ont été comptabilisés comme étant constitutifs du total de la charge locative, sur la durée du contrat de location.

Dans le cadre de l'application initiale d'IFRS 16, la Société a également choisi d'appliquer les dispositions transitoires qui suivent :

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués :

- au montant de l'obligation locative le 1^{er} janvier 2019, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer qui étaient comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement à ce contrat de location immédiatement avant la date de transition aux IFRS.

La Société a choisi de se prévaloir des mesures de simplification suivantes lors de l'application d'IFRS 16 à des contrats de location antérieurement classés en tant que contrats de location simple aux termes d'IAS 17 :

- ajuster les actifs au titre de droits d'utilisation du montant comptabilisé dans l'état de la situation financière au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires immédiatement avant la date de première application au lieu d'effectuer un test de dépréciation;
- ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives au titre des contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi qu'au titre des contrats de location dont la durée restante au moment de l'adoption est courte. Les paiements de loyers associés à ces contrats sont comptabilisés en charges selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location;
- comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante locative en ce qui a trait aux réservoirs de stockage;
- utiliser des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location si le contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

Le tableau qui suit présente un rapprochement des obligations relatives aux contrats de location simple de la Société au 31 décembre 2018 présentées précédemment dans les états financiers de la Société et des obligations locatives comptabilisés au moment de l'application initiale d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019.

Rapprochement

(en millions de dollars)	1 ^{er} janvier 2019
Contrats de location simple au 31 décembre 2018 ¹⁾	2 457
Exemption relative aux contrats de location à court terme	(42)
Actualisation	(623)
Obligations locatives supplémentaires en raison de l'adoption d'IFRS 16 au 1 ^{er} janvier 2019	1 792

1) Engagements locatifs non actualisés.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 sur les états consolidés de la situation financière de la Société au 1^{er} janvier 2019. Les montants de la période antérieure n'ont pas été retraités. L'incidence de la transition a été comptabilisée dans les capitaux propres à titre de résultats non distribués.

(en millions de dollars) Augmentation (diminution)	31 décembre 2018	Ajustements au titre d'IFRS 16	1 ^{er} janvier 2019
Actif			
Actif courant			
Créances	3 206	(2)	3 204
Immobilisations corporelles, montant net	74 245	(1 267)	72 978
Actifs au titre de droits d'utilisation, montant net	—	3 059	3 059
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Tranche courante de la dette à long terme	229	(38)	191
Tranche courante des obligations locatives	—	276	276
Tranche courante des provisions	667	(1)	666
Dette à long terme	13 890	(1 222)	12 668
Obligations locatives à long terme	—	2 777	2 777
Autres passifs à long terme	2 346	(1)	2 345
Provisions	6 984	(20)	6 964
Impôt sur le résultat différé	12 045	5	12 050
Capitaux propres	44 005	14	44 019

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement selon IAS 17, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative au 1^{er} janvier 2019 a été déterminée comme étant la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant cette date.

Les obligations locatives comptabilisées selon IFRS 16 ont été actualisées en utilisant le taux d'emprunt marginal de la Société au moment de l'adoption. Au 1^{er} janvier 2019, le taux moyen pondéré des contrats de location additionnels comptabilisés selon IFRS 16 s'établissait à 3,85 %.

4. INFORMATION SECTORIELLE ¹⁾²⁾

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

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

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 985	3 602	994	1 132	5 592	5 898	6	6	10 577	10 638
Produits intersectoriels	1 155	578	—	—	34	23	(1 189)	(601)	—	—
Moins les redevances	(341)	(124)	(165)	(187)	—	—	—	—	(506)	(311)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 799	4 056	829	945	5 626	5 921	(1 183)	(595)	10 071	10 327
Autres produits (pertes)	1	53	9	—	14	(15)	3	63	27	101
	4 800	4 109	838	945	5 640	5 906	(1 180)	(532)	10 098	10 428
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	404	400	—	—	3 979	4 282	(1 097)	(626)	3 286	4 056
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 060	1 849	114	114	530	494	95	155	2 799	2 612
Transport	326	291	21	22	27	32	(13)	(10)	361	335
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 060	954	235	249	200	174	18	14	1 513	1 391
Prospection	10	4	66	15	—	—	—	—	76	19
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	(6)	—	(151)	—	(1)	(4)	—	—	(158)	(4)
Charges financières (produits financiers)	74	79	14	11	14	8	(5)	445	97	543
	3 928	3 577	299	411	4 749	4 986	(1 002)	(22)	7 974	8 952
Résultat net avant impôt	872	532	539	534	891	920	(178)	(510)	2 124	1 476
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	108	45	172	252	192	223	(77)	(107)	395	413
Différé	(797)	84	(89)	(30)	(66)	26	(48)	11	(1 000)	91
	(689)	129	83	222	126	249	(125)	(96)	(605)	504
Résultat net	1 561	403	456	312	765	671	(53)	(414)	2 729	972
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	856	1 121	268	251	220	370	20	20	1 364	1 762

1) La Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Par conséquent, les chiffres des périodes antérieures n'ont pas été retraités. Il y a lieu de se reporter à la note 3 pour plus de précisions.

2) Dès le premier trimestre 2019, les résultats du secteur Négociation de l'énergie de la Société sont compris dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent. Les activités liées à la négociation de l'énergie étaient comptabilisées précédemment dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement. Les résultats des activités liées à l'énergie renouvelable de la Société ont été inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	7 204	6 173	1 931	2 149	10 782	11 315	14	15	19 931	19 652
Produits intersectoriels	2 117	1 606	—	—	48	44	(2 165)	(1 650)	—	—
Moins les redevances	(539)	(170)	(338)	(348)	—	—	—	—	(877)	(518)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 782	7 609	1 593	1 801	10 830	11 359	(2 151)	(1 635)	19 054	19 134
Autres produits (pertes)	11	68	395	(58)	29	(32)	6	66	441	44
	8 793	7 677	1 988	1 743	10 859	11 327	(2 145)	(1 569)	19 495	19 178
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	677	670	—	—	7 043	7 935	(1 813)	(1 702)	5 907	6 903
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 033	3 724	262	225	1 066	986	270	297	5 631	5 232
Transport	624	517	40	46	56	70	(23)	(24)	697	609
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	2 052	1 928	482	528	403	328	38	31	2 975	2 815
Prospection	112	27	77	24	—	—	—	—	189	51
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	(10)	(1)	(151)	(162)	(2)	(4)	—	—	(163)	(167)
Charges financières (produits financiers)	143	156	28	12	27	11	(69)	926	129	1 105
	7 631	7 021	738	673	8 593	9 326	(1 597)	(472)	15 365	16 548
Résultat net avant impôt	1 162	656	1 250	1 070	2 266	2 001	(548)	(1 097)	4 130	2 630
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	149	15	424	455	553	492	(198)	(213)	928	749
Différé	(737)	141	(122)	(85)	(61)	49	(77)	15	(997)	120
	(588)	156	302	370	492	541	(275)	(198)	(69)	869
Résultat net	1 750	500	948	700	1 774	1 460	(273)	(899)	4 199	1 761
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 440	2 113	496	416	302	487	29	37	2 267	3 053

- 1) La Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Par conséquent, les chiffres des périodes antérieures n'ont pas été retraités. Il y a lieu de se reporter à la note 3 pour plus de précisions.
- 2) Dès le premier trimestre 2019, les résultats du secteur Négociation de l'énergie de la Société sont compris dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent. Les activités liées à la négociation de l'énergie étaient comptabilisées précédemment dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement. Les résultats des activités liées à l'énergie renouvelable de la Société ont été inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

Ventilation des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients et des produits intersectoriels

La Société tire des produits des activités ordinaires principalement du transfert de biens, à un moment précis, pour les principales catégories de biens, les sources de produits des activités ordinaires et les régions géographiques suivantes :

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	2019			2018		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	3 660	—	3 660	2 919	—	2 919
Bitume	1 480	—	1 480	1 261	—	1 261
	5 140	—	5 140	4 180	—	4 180
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	507	486	993	485	644	1 129
Gaz naturel	—	1	1	—	3	3
	507	487	994	485	647	1 132
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 660	—	2 660	2 920	—	2 920
Distillat	2 255	—	2 255	2 234	—	2 234
Autres	711	—	711	767	—	767
	5 626	—	5 626	5 921	—	5 921
Siège social et éliminations						
	(1 183)	—	(1 183)	(595)	—	(595)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	10 090	487	10 577	9 991	647	10 638

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	2019			2018		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	6 938	—	6 938	5 869	—	5 869
Bitume	2 383	—	2 383	1 910	—	1 910
	9 321	—	9 321	7 779	—	7 779
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	998	930	1 928	966	1 173	2 139
Gaz naturel	—	3	3	3	7	10
	998	933	1 931	969	1 180	2 149
Raffinage et commercialisation						
Essence	4 766	—	4 766	5 308	—	5 308
Distillat	4 638	—	4 638	4 524	—	4 524
Autres	1 426	—	1 426	1 527	—	1 527
	10 830	—	10 830	11 359	—	11 359
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations						
	(2 151)	—	(2 151)	(1 635)	—	(1 635)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	18 998	933	19 931	18 472	1 180	19 652

- 1) La Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Par conséquent, les chiffres des périodes antérieures n'ont pas été retraités. Il y a lieu de se reporter à la note 3 pour plus de précisions.
- 2) Dès le premier trimestre 2019, les résultats du secteur Négociation de l'énergie de la Société sont compris dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent. Les activités liées à la négociation de l'énergie étaient comptabilisées précédemment dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement. Les résultats des activités liées à l'énergie renouvelable de la Société ont été inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Activités de négociation de l'énergie				
Profits latents comptabilisés en résultat net	15	35	110	21
(Pertes) profits à l'évaluation des stocks	(12)	3	(35)	19
Activités de gestion des risques ¹⁾	11	(44)	(46)	(69)
Produit financier et produits d'intérêts	—	(3)	50	6
Produit d'assurance ²⁾	34	33	397	33
Autres ³⁾	(21)	77	(35)	34
	27	101	441	44

- 1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.
- 2) Les montants pour 2019 et 2018 comprennent des produits d'assurance liés à Syncrude dans le secteur Sables pétrolifères alors que pour le semestre clos le 30 juin 2019, les montants comprennent les produits d'assurance liés aux actifs en Libye dans le secteur Exploration et production (note 16).
- 3) Comprend un montant de 60 M\$ au titre des produits d'intérêts liés à un règlement fiscal comptabilisé au deuxième trimestre de 2018.

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		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	9	8	33	30
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	15	152	153	241
	24	160	186	271

7. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Intérêts sur la dette	202	234	412	443
Intérêts sur les obligations locatives (note 3)	43	—	88	—
Intérêts incorporés à l'actif	(28)	(25)	(56)	(102)
Charges d'intérêts	217	209	444	341
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	14	14	28	28
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	15	30	29
Charge de désactualisation	68	67	139	132
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(231)	245	(511)	618
Écarts de change et autres	14	(7)	(1)	(43)
	97	543	129	1 105

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a remboursé ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 140 M\$ US (valeur comptable de 188 M\$) à l'échéance, portant intérêt au taux de 7,75 %, pour un montant total de 145 M\$ US (195 M\$), ce qui comprend des intérêts cumulés de 5 M\$ US (7 M\$).

En mai 2019, la Société a émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis de série 6 de 750 M\$ qui viennent à échéance le 24 mai 2029. Ces billets à moyen terme de série 6 portent intérêt au taux de 3,10 % et leur prix a été fixé à 99,761 \$ par tranche de capital de 100 \$, pour un taux effectif de 3,128 %. Les intérêts sont payés chaque semestre.

8. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Résultat net	2 729	972	4 199	1 761
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 569	1 633	1 574	1 636
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	3	8	3	7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 572	1 641	1 577	1 643
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	1,74	0,60	2,67	1,08
Résultat dilué par action	1,74	0,59	2,66	1,07

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

Le 1^{er} mai 2018, la Société a annoncé son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités actuelle (l'« offre publique de rachat de 2018 ») pour continuer à racheter des actions par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York (la « NYSE ») ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2018, la Société était autorisée à racheter, aux fins d'annulation, 52 285 330 de ses actions ordinaires entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. Le 14 novembre 2018, Suncor a annoncé une modification de l'offre publique de rachat de 2018, prenant effet le 19 novembre 2018, qui permettait à la Société d'augmenter le nombre total maximal d'actions ordinaires qu'il était permis de racheter aux fins d'annulation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 à 81 695 830.

Le 1^{er} mai 2019, la Société a annoncé son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités actuelle (l'« offre publique de rachat de 2019 ») pour continuer, aux termes du programme de rachat annoncé précédemment, à racheter des actions par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres plateformes de négociation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2019, la Société peut racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 50 252 231 actions ordinaires entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020.

Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a racheté 13,0 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2019 au prix moyen de 42,46 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 552 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2019	30 juin 2018	2019	30 juin 2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	13 001	11 860	24 952	20 859
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	213	192	406	337
Résultats non distribués	339	417	660	661
Coût des rachats d'actions	552	609	1 066	998

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

(en millions de dollars)	30 juin 2019	31 décembre 2018
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	81	111
Résultats non distribués	119	152
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	200	263

10. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

- Instruments dérivés liés à la négociation de l'énergie – Le groupe Négociation de l'énergie de la Société a recours à des contrats dérivés d'énergie (livraison physique et contrats financiers), y compris des swaps, des contrats à terme et des options, pour tirer des produits des activités de négociation.
- Instruments dérivés liés à la gestion des risques – La Société conclut périodiquement des contrats dérivés pour gérer le risque lié aux fluctuations des taux d'intérêt, du cours des marchandises et des taux de change. Ces contrats font partie du programme global de gestion des risques de la Société.

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non désignés liés à la négociation de l'énergie ou à la gestion des risques sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2018	1	59	60
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice	(153)	(23)	(176)
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net pour l'exercice (note 5)	110	(46)	64
Juste valeur des contrats en cours au 30 juin 2019	(42)	(10)	(52)

b) Hiérarchie des justes valeurs

Pour estimer la juste valeur des dérivés, la Société se fonde sur les cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou sur des modèles de tiers ou des méthodes d'évaluation qui reposent sur des données de marché observables. Outre les données de marché, la Société tient compte d'informations se rapportant à la transaction, que les intervenants du marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, y compris l'incidence du risque de non-exécution. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une transaction de marché courante. La Société classe les données d'entrées utilisées pour déterminer les justes valeurs en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir de la mesure dans laquelle elles sont observables sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont les suivants :

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui sont représentatifs des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.

- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données d'entrée non observables sont négligeables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 30 juin 2019, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

Lorsqu'elle établit ses estimations, la Société utilise les données les plus observables aux fins d'évaluation. Si l'évaluation de la juste valeur repose sur des données d'entrée correspondant à différents niveaux hiérarchiques, l'évaluation est classée selon les données d'entrée du plus bas niveau qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur.

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 juin 2019, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	9	118	—	127
Dettes fournisseurs	(97)	(82)	—	(179)
	(88)	36	—	(52)

Au cours du deuxième trimestre de 2019, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

La Société a recours à des contrats de change à terme pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux de change sur les émissions ou remboursements futurs de titres d'emprunt. Au 30 juin 2019, la juste valeur des contrats de change à terme s'élevait à 95 M\$.

Instruments financiers non dérivés

Au 30 juin 2019, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 13,0 G\$ (12,9 G\$ au 31 décembre 2018) et sa juste valeur, à 15,8 G\$ (14,2 G\$ au 31 décembre 2018). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

11. PROVISIONS

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a augmenté de 1,2 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2019. L'augmentation tient essentiellement à une hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui est passé à 3,30 % (4,20 % au 31 décembre 2018). Cette augmentation a été en partie neutralisée par les passifs réglés au cours de la période.

12. ACTIFS AU TITRE DE DROITS D'UTILISATION ET CONTRATS DE LOCATION

La Société détient des contrats de location visant des réservoirs de stockage, des wagons, des navires, des immeubles, des terrains et de l'équipement mobile utilisés à des fins de production, de stockage et de transport de pétrole brut et de produits connexes.

Actifs au titre de droits d'utilisation pris en compte dans les immobilisations corporelles

(en millions de dollars)	30 juin 2019
Immobilisations corporelles, montant net – compte non tenu des actifs au titre de droits d'utilisation	73 420
Actifs au titre de droits d'utilisation	2 978
	76 398

Le tableau qui suit présente les actifs au titre de droits d'utilisation par catégorie d'actifs :

(en millions de dollars)	Immobilisations corporelles
Coût	
1 ^{er} janvier 2019	3 326
Entrées et ajustements	88
Écarts de change	(6)
30 juin 2019	3 408
Provision cumulée	
1 ^{er} janvier 2019	267
Amortissement	163
30 juin 2019	430
Actifs au titre du droit d'utilisation, montant net	
1 ^{er} janvier 2019	3 059
30 juin 2019	2 978

13. FORT HILLS

Au cours du premier trimestre de 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 1,05 % dans le projet Fort Hills pour une contrepartie de 145 M\$. La participation supplémentaire était le résultat de l'entente de règlement du litige commercial entre les coentrepreneurs du projet Fort Hills conclue en décembre 2017. Teck Resource Limited (« Teck ») a également acquis une participation supplémentaire de 0,42 % dans le projet. La quote-part de Suncor dans le projet a ainsi été portée à 54,11 % et celle de Teck, à 21,31 %, celle de Total E&P Canada Ltd. étant ramenée à 24,58 %.

14. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS SYNCRUDE

Le 23 février 2018, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude auprès de Mocal Energy Limited pour 923 M\$ en trésorerie. La quote-part de Suncor dans le projet Syncrude a ainsi été portée à 58,74 %.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. La répartition du prix d'achat est fondée sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et passifs de Syncrude au 23 février 2018.

(en millions de dollars)	
Créances	2
Stocks	15
Immobilisations corporelles	998
Prospection et évaluation	163
Total des actifs acquis	1 178
Dettes fournisseurs et charges à payer	(51)
Avantages sociaux futurs	(33)
Provision pour démantèlement	(169)
Impôt sur le résultat différé	(2)
Total des passifs pris en charge	(255)
Actifs nets acquis	923

La juste valeur des créances et des dettes fournisseurs se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. 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.

La participation directe supplémentaire dans Syncrude a fait augmenter de 109 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 2 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 juin 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018, la participation directe supplémentaire aurait fait augmenter d'un montant additionnel de 64 M\$ les produits bruts et d'un montant additionnel de 4 M\$ le bénéfice net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 19,72 G\$ et un bénéfice net consolidé de 1,77 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2018.

15. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au deuxième trimestre de 2019, Suncor a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 12 % à 8 %. La baisse du taux d'imposition se fera graduellement comme suit : 11 % dès le 1^{er} juillet 2019, 10 % dès le 1^{er} janvier 2020, 9 % dès le 1^{er} janvier 2021 et 8 % dès le 1^{er} janvier 2022. Le recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ comprend un recouvrement de 910 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères, un recouvrement de 88 M\$ dans le secteur Raffinage et commercialisation, un recouvrement de 70 M\$ dans le secteur Exploration et production et un recouvrement de 48 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations.

16. AUTRES TRANSACTIONS

Le 28 juin 2019, la Société a réalisé la vente de sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») et elle a comptabilisé un profit sur la vente équivalent au produit intégral de 151 M\$ (139 M\$ après impôt) dans le secteur Exploration et production. La participation dans Canbriam a été acquise au début de 2018 en échange de propriétés foncières minières de Suncor dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production connexe, et une contrepartie de 52 M\$. Par la suite, après avoir fait une évaluation des prix des marchandises à terme et des flux de trésorerie nets futurs liés à la valeur de la participation, la Société a réduit la valeur de sa participation dans Canbriam à néant au quatrième trimestre de 2018.

Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a reçu un produit d'assurance de 363 M\$ lié aux actifs en Libye (environ 264 M\$ après impôt). Le produit pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui pourrait dépendre de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de la Société en Libye.

Le 29 septembre 2018, Suncor et les autres partenaires dans la participation directe au projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn ont convenu de vendre la totalité (100 %) de leurs participations directes respectives à Canadian Natural Resources Limited pour un produit brut de 225 M\$, soit un montant net de 82,7 M\$ pour Suncor. Suncor détenait une participation directe de 36,75 % dans Joslyn avant la transaction. Les partenaires dans la participation ont reçu un produit en trésorerie de 100 M\$ (36,8 M\$ nets pour Suncor) à la clôture, le montant résiduel de 125 M\$ (45,9 M\$ nets pour Suncor) devant être reçu en versements égaux au cours des cinq prochaines années. Par conséquent, Suncor a comptabilisé une créance à long terme de 36,7 M\$ au poste « Autres actifs » et le premier versement à recevoir de 9,2 M\$ au poste « Créances ». La transaction s'est traduite par un profit de 83 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères.

Le 31 mai 2018, la Société a conclu la transaction déjà annoncée visant l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja, en Norvège, auprès de Faroe Petroleum Norge AS, au coût d'acquisition de 55 M\$ US (environ 70 M\$) majoré de coûts de règlements intermédiaires de 22 M\$ et établi selon la méthode de l'acquisition. Ce projet a été approuvé par ses propriétaires en décembre 2017.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	30 juin 2018	12 mois close le 31 déc. 2018	
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	692,2	657,2	740,8	651,7	547,6	674,8	559,7	628,6
Activités du secteur Sables pétrolifères								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	295,5	341,2	273,4	330,1	237,9	318,2	258,6	280,3
Bitume non valorisé	118,7	55,4	159,3	146,0	121,0	87,2	123,2	138,0
Production du secteur Sables pétrolifères	414,2	396,6	432,7	476,1	358,9	405,4	381,8	418,3
Production de bitume (kb/j)								
Activités minières	300,5	267,8	278,3	323,4	195,4	284,2	218,4	258,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	168,4	189,4	197,2	211,0	201,9	178,8	203,8	204,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	36,3	35,2	37,0	37,1	34,4	35,8	34,7	36,0
Total de la production de bitume	505,2	492,4	512,5	571,5	431,7	498,8	456,9	498,8
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	118,3	113,7	110,2	129,5	59,6	116,0	71,9	96,1
Diesel	25,2	29,0	27,6	34,7	32,4	27,1	26,4	28,8
Brut léger sulfureux	165,0	182,4	150,7	162,8	159,0	173,7	168,5	162,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	308,5	325,1	288,5	327,0	251,0	316,8	266,8	287,5
Bitume non valorisé	115,1	53,2	172,0	131,4	113,7	84,3	115,9	134,0
Ventes	423,6	378,3	460,5	458,4	364,7	401,1	382,7	421,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes ^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	26,80	27,15	22,80	21,05	27,45	27,15	26,20	23,85
Gaz naturel	1,00	2,80	1,70	0,95	1,20	1,70	1,50	1,40
	27,80	29,95	24,50	22,00	28,65	28,85	27,70	25,25
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières ^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	25,55	27,80	23,65	20,35	32,15	26,65	29,10	25,20
Gaz naturel	0,30	1,00	0,35	0,15	0,30	0,60	0,50	0,35
	25,85	28,80	24,00	20,50	32,45	27,25	29,60	25,55
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités <i>in situ</i> ^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	7,15	6,10	5,75	6,20	6,10	6,60	6,35	6,15
Gaz naturel	1,60	3,80	2,55	1,85	1,80	2,75	2,40	2,30
	8,75	9,90	8,30	8,05	7,90	9,35	8,75	8,45

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

		Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le
	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	30 juin 2019	30 juin 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères								
Fort Hills								
Production de bitume (kb/j)	89,3	78,4	98,5	69,4	70,9	83,9	50,5	67,4
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	—	—	—	(2,6)	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	89,3	78,4	98,5	69,4	70,9	83,9	47,9	66,1
Ventes de bitume (kb/j)	82,0	78,7	94,6	61,6	64,0	80,3	36,20	57,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	21,80	27,70	23,85	32,55	27,60	24,55	34,30	30,00
Gaz naturel	0,70	1,90	1,00	0,90	0,95	1,25	1,60	1,20
	22,50	29,60	24,85	33,45	28,55	25,80	35,90	31,20
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	188,7	182,2	209,6	106,2	117,8	185,5	130,0	144,2
Production de bitume (kb/j)	228,5	210,6	240,7	130,9	142,7	219,6	157,9	172,0
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	191,4	186,0	206,3	107,2	119,9	188,7	129,0	143,0
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	34,40	35,55	30,85	62,80	53,80	34,95	52,00	46,15
Gaz naturel	0,50	1,50	0,90	1,05	2,45	1,00	1,25	1,10
	34,90	37,05	31,75	63,85	56,25	35,95	53,25	47,25

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{B)C)}	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	30 juin 2018	12 mois close le 31 déc. 2018	
Bitume (\$/b)								
Prix moyen obtenu	54,03	48,37	7,96	42,03	47,08	52,26	40,22	30,22
Redevances	(2,96)	(1,37)	(0,06)	(3,20)	(3,27)	(2,46)	(2,07)	(1,70)
Frais de transport	(5,77)	(6,78)	(5,53)	(5,41)	(4,24)	(6,08)	(5,12)	(5,52)
Charges d'exploitation nettes	(8,86)	(8,56)	(7,61)	(7,01)	(7,37)	(8,77)	(8,07)	(7,68)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	36,44	31,66	(5,24)	26,41	32,20	34,95	24,96	15,32
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)								
Prix moyen obtenu	78,67	69,34	46,07	86,71	85,06	73,91	79,57	73,07
Redevances	(2,98)	(1,38)	(0,91)	(2,70)	(2,60)	(2,16)	(1,53)	(1,63)
Frais de transport	(3,70)	(4,44)	(3,63)	(3,76)	(5,06)	(4,08)	(4,58)	(4,10)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(26,94)	(23,87)	(23,72)	(20,49)	(27,52)	(25,38)	(26,39)	(24,04)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(6,39)	(5,11)	(6,49)	(5,03)	(8,13)	(5,73)	(7,01)	(6,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	38,66	34,54	11,32	54,73	41,75	36,56	40,06	36,98
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)								
Prix moyen obtenu	71,98	66,39	31,84	73,90	73,21	69,36	67,65	59,46
Redevances	(2,98)	(1,38)	(0,59)	(2,84)	(2,81)	(2,23)	(1,69)	(1,70)
Frais de transport	(4,26)	(4,77)	(4,34)	(4,23)	(4,80)	(4,50)	(4,74)	(4,55)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(26,68)	(26,11)	(21,78)	(20,21)	(26,83)	(26,41)	(25,73)	(23,15)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	38,06	34,13	5,13	46,62	38,77	36,22	35,49	30,06
Fort Hills (\$/b)								
Prix moyen obtenu	70,71	62,92	30,57	64,33	60,81	66,92	58,56	48,48
Redevances	(1,27)	(1,43)	(1,41)	(3,07)	(0,73)	(1,35)	(0,82)	(1,67)
Frais de transport	(13,61)	(12,97)	(10,31)	(10,90)	(8,95)	(13,30)	(8,86)	(10,01)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(24,43)	(25,17)	(28,79)	(30,69)	(22,73)	(24,79)	(32,03)	(30,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	31,40	23,35	(9,94)	19,67	28,40	27,48	16,85	6,48
Syncrude (\$/b)								
Prix moyen obtenu	79,74	68,36	48,07	89,50	86,73	74,18	81,61	70,68
Redevances	(12,59)	(8,09)	(1,53)	(2,49)	(2,41)	(10,39)	(1,95)	(1,90)
Frais de transport	(0,42)	(0,46)	(0,36)	(0,70)	(0,57)	(0,44)	(0,52)	(0,49)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(28,73)	(31,53)	(28,33)	(62,61)	(52,27)	(30,10)	(48,45)	(43,81)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	38,00	28,28	17,85	23,70	31,48	33,25	30,69	24,48

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

C) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes.

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	30 juin 2019	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le
		31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	30 juin 2019	30 juin 2018	31 déc. 2018
Total des volumes de ventes (kbep/j)	106,1	111,8	83,1	96,5	110,2	108,9	116,0	102,8
Production totale (kbep/j)	111,7	107,1	90,2	92,1	114,1	109,3	115,9	103,4
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	11,3	13,2	9,5	8,6	13,6	12,2	14,5	11,7
Hibernia (kb/j)	23,8	25,7	19,0	17,9	25,5	24,7	25,8	22,1
White Rose (kb/j)	3,2	1,1	3,7	8,0	6,0	2,1	7,4	6,6
Hebron (kb/j)	23,6	18,3	15,7	14,4	13,5	21,0	10,9	13,0
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	—	—	—	—	—	—	1,0	0,5
	61,9	58,3	47,9	48,9	58,6	60,0	59,6	53,9
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	35,0	36,7	27,7	29,6	39,4	35,8	39,9	34,2
Golden Eagle (kbep/j)	8,2	10,2	10,7	12,0	12,6	9,2	13,4	12,4
Royaume-Uni (kbep/j)	43,2	46,9	38,4	41,6	52,0	45,0	53,3	46,6
Norvège – Oda (kbep/j)	4,0	0,2	—	—	—	2,1	—	—
Libye (kb/j) ³⁾	2,6	1,7	3,9	1,6	3,5	2,2	3,0	2,9
	49,8	48,8	42,3	43,2	55,5	49,3	56,3	49,5
Revenus nets^{B)C)}								
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>								
Prix moyen obtenu	92,42	86,16	76,19	99,50	97,30	89,23	90,56	90,04
Redevances	(13,65)	(19,75)	(5,04)	(18,75)	(13,02)	(16,76)	(13,72)	(13,31)
Frais de transport	(1,94)	(1,56)	(2,71)	(2,28)	(2,24)	(1,75)	(2,03)	(2,22)
Charges d'exploitation	(10,96)	(15,63)	(23,71)	(16,06)	(11,21)	(13,34)	(10,40)	(14,43)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	65,87	49,22	44,73	62,41	70,83	57,38	64,41	60,08
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>								
Prix moyen obtenu	90,13	85,40	85,31	94,28	93,88	87,68	88,44	89,10
Frais de transport	(2,24)	(2,22)	(2,14)	(2,22)	(2,20)	(2,23)	(2,17)	(2,18)
Charges d'exploitation	(7,08)	(5,09)	(8,94)	(6,04)	(5,39)	(6,05)	(5,38)	(6,27)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	80,81	78,09	74,23	86,02	86,29	79,40	80,89	80,65

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

C) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes.

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 juin 2019	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le
		31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	30 juin 2019	30 juin 2018	31 déc. 2018
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	508,1	542,8	530,6	565,5	500,0	525,4	506,5	527,4
Pétrole brut traité (kb/j)	399,1	444,9	467,9	457,2	344,1	421,9	398,5	430,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	86	96	101	99	74	91	86	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	33,45	36,35	41,50	34,45	30,25	34,95	30,40	34,50
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,90	5,60	5,45	5,00	6,25	5,75	5,45	5,35
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	114,1	120,6	117,8	122	117,8	117,4	115,7	117,8
Distillat	98,2	103,1	100,2	96,7	93,4	100,6	93,1	95,8
Total des ventes de carburants de transport	212,3	223,7	218,0	218,7	211,2	218,0	208,8	213,6
Produits pétrochimiques	12,5	12,8	10,3	9,0	11,8	12,7	12,9	11,3
Asphalte	12,7	12,6	15,2	20,5	13,3	12,6	13,3	15,5
Autres	14,6	27,5	25,7	26,5	25,9	21,0	25,8	26,0
Total des ventes de produits raffinés	252,1	276,6	269,2	274,7	262,2	264,3	260,8	266,4
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	170,0	216,2	221,0	211,6	182,0	193,0	199,8	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	77	97	100	95	82	87	90	94
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	121,2	126,1	127,8	139,0	124,2	123,6	122,2	127,8
Distillat	107,9	118,7	109,5	121,0	88,3	113,3	99,8	107,6
Total des ventes de carburants de transport	229,1	244,8	237,3	260,0	212,5	236,9	222,0	235,4
Asphalte	11,4	7,5	11,3	16,1	14,3	9,5	12,8	13,3
Autres	15,5	13,9	12,8	14,7	11,0	14,7	10,9	12,3
Total des ventes de produits raffinés	256,0	266,2	261,4	290,8	237,8	261,1	245,7	261,0
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	229,1	228,7	246,9	245,6	162,1	228,9	198,7	222,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	95	103	102	68	95	83	93

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	720	2 301	3 021	760	1 380	(21)	5 140
Autres produits (pertes)	—	—	—	(4)	18	(13)	1
Achats de pétrole brut et de produits	(144)	(41)	(185)	(208)	(11)	—	(404)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(10)	(52)	(62)	(21)	(18)		
Montant brut réalisé	566	2 208	2 774	527	1 369		
Redevances	(31)	(84)	(115)	(10)	(216)	—	(341)
Frais de transport	(60)	(143)	(203)	(105)	(18)	—	(326)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	38	38	4	11		
Frais de transport nets	(60)	(105)	(165)	(101)	(7)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(122)	(1 118)	(1 240)	(216)	(625)	21	(2 060)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	29	182	211	34	132		
Charges d'exploitation nettes	(93)	(936)	(1 029)	(182)	(493)		
Marge brute	382	1 083	1 465	234	653		
Volumes de ventes (kb)	10 474	28 078	38 552	7 458	17 169		
Revenus d'exploitation nets par baril	36,44	38,66	38,06	31,40	38,00		

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	277	2 158	2 435	627	1 143	(24)	4 181
Autres produits (pertes)	—	24	24	(41)	(10)	37	10
Achats de pétrole brut et de produits	(58)	(36)	(94)	(155)	(22)	(2)	(273)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	12	(117)	(105)	15	10		
Montant brut réalisé	231	2 029	2 260	446	1 121		
Redevances	(7)	(40)	(47)	(10)	(133)	(8)	(198)
Frais de transport	(32)	(156)	(188)	(102)	(8)	—	(298)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	26	26	10	(1)		
Frais de transport nets	(32)	(130)	(162)	(92)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(1 083)	(1 141)	(233)	(619)	20	(1 973)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	17	236	253	55	103		
Charges d'exploitation nettes	(41)	(847)	(888)	(178)	(516)		
Marge brute	151	1 012	1 163	166	463		
Volumes de ventes (kb)	4 784	29 260	34 044	7 080	16 380		
Revenus d'exploitation nets par baril	31,66	34,54	34,13	23,35	28,28		

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	405	1 326	1 731	508	940	(30)	3 149
Autres produits	—	76	76	111	93	18	298
Achats de pétrole brut et de produits	(267)	(16)	(283)	(218)	(14)	—	(515)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(12)	(164)	(176)	(136)	(93)		
Montant brut réalisé	126	1 222	1 348	265	926		
Redevances	(1)	(24)	(25)	(12)	(30)	—	(67)
Frais de transport	(88)	(116)	(204)	(106)	(9)	—	(319)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	20	20	16	2		
Frais de transport nets	(88)	(96)	(184)	(90)	(7)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(167)	(949)	(1 116)	(291)	(619)	28	(1 998)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	47	147	194	41	73		
Charges d'exploitation nettes	(120)	(802)	(922)	(250)	(546)		
Marge (perte) brute	(83)	300	217	(87)	343		
Volumes de ventes (kb)	15 825	26 545	42 370	8 706	19 286		
Revenus d'exploitation nets par baril	(5,24)	11,32	5,13	(9,94)	17,85		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	729	2 696	3 425	532	884	(26)	4 815
Autres (pertes) produits	—	(8)	(8)	(2)	4	27	21
Achats de pétrole brut et de produits	(211)	(15)	(226)	(143)	(10)	1	(378)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(10)	(63)	(73)	(23)	(4)		
Montant brut réalisé	508	2 610	3 118	364	874		
Redevances	(39)	(81)	(120)	(17)	(24)	—	(161)
Frais de transport	(65)	(152)	(217)	(78)	(13)	—	(308)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	39	39	17	6		
Frais de transport nets	(65)	(113)	(178)	(61)	(7)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(119)	(915)	(1 034)	(214)	(635)	28	(1 855)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	35	145	180	40	24		
Charges d'exploitation nettes	(84)	(770)	(854)	(174)	(611)		
Marge brute	320	1 646	1 966	112	232		
Volumes de ventes (kb)	12 092	30 080	42 172	5 664	9 769		
Revenus d'exploitation nets par baril	26,41	54,73	46,62	19,67	23,70		

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	703	2 020	2 723	558	938	(39)	4 180
Autres produits (pertes)	2	(11)	(9)	(10)	36	36	53
Achats de pétrole brut et de produits	(204)	(13)	(217)	(177)	(8)	2	(400)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(54)	(68)	(16)	(36)		
Montant brut réalisé	487	1 942	2 429	355	930		
Redevances	(34)	(60)	(94)	(4)	(26)	—	(124)
Frais de transport	(44)	(148)	(192)	(87)	(12)	—	(291)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	33	33	34	6		
Frais de transport nets	(44)	(115)	(159)	(53)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(113)	(981)	(1 094)	(184)	(608)	37	(1 849)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	37	166	203	51	48		
Charges d'exploitation nettes	(76)	(815)	(891)	(133)	(560)		
Marge brute	333	952	1 285	165	338		
Volumes de ventes (kb)	10 351	22 838	33 189	5 828	10 718		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,20	41,75	38,77	28,40	31,48		

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	997	4 459	5 456	1 387	2 523	(45)	9 321
Autres produits (pertes)	—	24	24	(45)	8	24	11
Achats de pétrole brut et de produits	(202)	(77)	(279)	(363)	(33)	(2)	(677)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	2	(169)	(167)	(6)	(8)		
Montant brut réalisé	797	4 237	5 034	973	2 490		
Redevances	(38)	(124)	(162)	(20)	(349)	(8)	(539)
Frais de transport	(92)	(299)	(391)	(207)	(26)	—	(624)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	64	64	14	10		
Frais de transport nets	(92)	(235)	(327)	(193)	(16)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(180)	(2 201)	(2 381)	(449)	(1 244)	41	(4 033)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	46	418	464	89	235		
Charges d'exploitation nettes	(134)	(1 783)	(1 917)	(360)	(1 009)		
Marge brute	533	2 095	2 628	400	1 116		
Volumes de ventes (kb)	15 258	57 338	72 596	14 538	33 549		
Revenus d'exploitation nets par baril	34,94	36,56	36,22	27,48	33,25		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 275	3 980	5 255	635	1 941	(52)	7 779
Autres (pertes) produits	(2)	(11)	(13)	(12)	39	54	68
Achats de pétrole brut et de produits	(415)	(48)	(463)	(194)	(24)	11	(670)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(79)	(93)	(44)	(36)		
Montant brut réalisé	844	3 842	4 686	385	1 920		
Redevances	(44)	(74)	(118)	(6)	(46)	—	(170)
Frais de transport	(108)	(274)	(382)	(113)	(22)	—	(517)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	54	54	54	10		
Frais de transport nets	(108)	(220)	(328)	(59)	(12)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(240)	(1 926)	(2 166)	(327)	(1 269)	38	(3 724)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	71	312	383	117	129		
Charges d'exploitation nettes	(169)	(1 614)	(1 783)	(210)	(1 140)		
Marge (perte) brute	523	1 934	2 457	110	722		
Volumes de ventes (kb)	20 986	48 291	69 277	6 557	23 528		
Revenus d'exploitation nets par baril	24,96	40,06	35,49	16,85	30,69		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 409	8 002	10 411	1 675	3 765	(108)	15 743
Autres (pertes) produits	(2)	57	55	97	136	99	387
Achats de pétrole brut et de produits	(893)	(79)	(972)	(555)	(48)	12	(1 563)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(36)	(306)	(342)	(203)	(133)		
Montant brut réalisé	1 478	7 674	9 152	1 014	3 720		
Redevances	(84)	(179)	(263)	(35)	(100)	—	(398)
Frais de transport	(261)	(542)	(803)	(297)	(44)	—	(1 144)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	113	113	87	18		
Frais de transport nets	(261)	(429)	(690)	(210)	(26)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(526)	(3 790)	(4 316)	(832)	(2 523)	94	(7 577)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	153	604	757	198	226		
Charges d'exploitation nettes	(373)	(3 186)	(3 559)	(634)	(2 297)		
Marge brute	760	3 880	4 640	135	1 297		
Volumes de ventes (kb)	48 903	104 916	153 819	20 927	52 583		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,32	36,98	30,06	6,48	24,48		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

	30 juin 2019	Trimestres clos les			30 juin 2018	Semestres clos les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2018
		31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018		30 juin 2019	30 juin 2018	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	625	619	619	635	608	1 244	1 269	2 523
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(26)	(12)	(7)	(11)	(5)	(38)	(15)	(33)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	599	607	612	624	603	1 206	1 254	2 490
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	17 169	16 380	19 286	9 769	10 718	33 549	23 528	52 583
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	34,90	37,05	31,75	63,85	56,25	35,95	53,25	47,25

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

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	354	507	133	994
Redevances	—	(75)	(90)	(165)
Frais de transport	(9)	(11)	(1)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(69)	(13)	(114)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	5	9		
Montant brut réalisé	318	361		
Volumes de ventes (kbep)	3 923	5 489		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,81	65,87		

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	360	491	86	937
Redevances	—	(112)	(61)	(173)
Frais de transport	(9)	(9)	(1)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(26)	(106)	(16)	(148)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	16		
Montant brut réalisé	329	280		
Volumes de ventes (kbep)	4 217	5 693		
Revenus d'exploitation nets par baril	78,09	49,22		

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	301	286	184	771
Redevances	—	(19)	(120)	(139)
Frais de transport	(8)	(10)	(1)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(39)	(101)	(15)	(155)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	8	12		
Montant brut réalisé	262	168		
Volumes de ventes (kbep)	3 531	3 758		
Revenus d'exploitation nets par baril	74,23	44,73		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	361	488	100	949
Redevances	—	(91)	(74)	(165)
Frais de transport	(8)	(12)	—	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(27)	(90)	(10)	(127)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	3	11		
Montant brut réalisé	329	306		
Volumes de ventes (kbep)	3 827	4 905		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,02	62,41		

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	444	484	204	1 132
Redevances	—	(65)	(122)	(187)
Frais de transport	(10)	(11)	(1)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(30)	(69)	(15)	(114)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	13		
Montant brut réalisé	408	352		
Volumes de ventes (kbep)	4 728	4 973		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,29	70,83		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	714	998	219	1 931
Redevances	—	(187)	(151)	(338)
Frais de transport	(18)	(20)	(2)	(40)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(175)	(29)	(262)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	9	25		
Montant brut réalisé	647	641		
Volumes de ventes (kbep)	8 140	11 182		
Revenus d'exploitation nets par baril	79,40	57,38		

Pour le semestre clos le 30 juin 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	853	962	334	2 149
Redevances	—	(147)	(201)	(348)
Frais de transport	(21)	(21)	(4)	(46)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(62)	(137)	(24)	(223)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	11	27	—	
Montant brut réalisé	781	684		
Volumes de ventes (kbep)	9 648	10 620		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,89	64,41		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 515	1 736	618	3 869
Redevances	—	(257)	(395)	(652)
Frais de transport	(37)	(43)	(5)	(85)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(129)	(328)	(50)	(507)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	23	50		
Montant brut réalisé	1 372	1 158		
Volumes de ventes (kbep)	17 006	19 283		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,65	60,08		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation^{B)}

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

	30 juin 2019	Trimestres clos les			30 juin 2018	Semestres clos les		Période de 12 mois close le
		31 mars. 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018		30 juin 2019	30 juin 2018	31 déc. 2018
Marge brute ¹¹⁾	1 647	2 140	1 711	1 987	1 639	3 787	3 401	7 122
Autres produits (pertes)	14	15	90	10	(15)	29	(21)	68
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(326)	(587)	115	(431)	(620)	(913)	(1 023)	(1 351)
Marge de raffinage ^{B)}	1 335	1 568	1 916	1 566	1 004	2 903	2 357	5 839
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	39 901	43 143	46 145	45 465	33 165	83 044	77 528	169 138
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	33,45	36,35	41,50	34,45	30,25	34,95	30,40	34,50
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	7	(333)	444	—	(96)	(326)	(107)	337
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{B)}	1 342	1 235	2 360	1 566	908	2 577	2 250	6 176
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{B)}	33,65	28,65	51,15	34,45	27,40	31,05	29,05	36,50
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	530	536	538	519	494	1 066	958	2 043
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(295)	(294)	(288)	(292)	(288)	(589)	(534)	(1 142)
Charges d'exploitation de raffinage	235	242	250	227	206	477	424	901
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	39 901	43 143	46 145	45 465	33 165	83 044	77 528	169 138
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,90	5,60	5,45	5,00	6,25	5,75	5,45	5,35

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

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

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les revenus nets, ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR »). Suncor utilise ces informations pour analyser la performance des activités, le niveau d'endettement et la liquidité et les présente car les investisseurs pourraient les trouver utiles pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni comme substitués aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » des rapports aux actionnaires publiés par Suncor pour chaque trimestre (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et le RCI sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. La marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont définies à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » de chacun des rapports trimestriels. Les revenus nets sont définis ci-dessous et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » 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 présent rapport trimestriel.

Revenus nets du secteur Sables pétroliers

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

Revenus nets du secteur Exploration et production (« E&P »)

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

Définitions

- Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers (y compris pour les activités *in situ* et les activités minières) et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent aux volumes de ventes.
- La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- Depuis 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétroliers, la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétroliers et du bitume de Fort Hills est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits qui sont exclus par l'ajustement lié aux frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible aux termes des engagements de volume minimum.
- Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement attribuables à la production de Syncrude.
- Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye.
- Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol.
- La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- Reflète les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

Notes explicatives

- * Les lecteurs sont avisés que les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétroliers, de Fort Hills et de Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables entre elles et aux mesures semblables calculées par d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les entités et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

b	– baril
b/j	– barils par jour
kb	– milliers de barils
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
m ³ /j	– mètres cubes par jour

Conversion au système métrique

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



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