

RÉSULTATS DU TROISIÈME TRIMESTRE DE 2019 DE SUNCOR ÉNERGIE

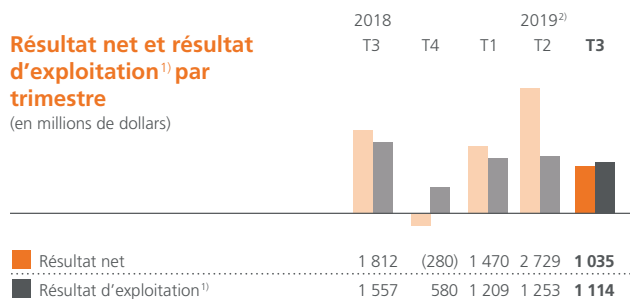
Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée en fonction des droits. Certaines mesures financières 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 30 octobre 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 troisième trimestre, Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation de 2,7 G\$ et un résultat d'exploitation de 1,1 G\$, ce qui rend compte de la capacité de notre modèle d'affaires intégré à dégager d'excellents résultats dans un large éventail de conditions commerciales, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. Nous continuons à honorer l'engagement de Suncor envers ses actionnaires en redistribuant 1,4 G\$ de trésorerie sous la forme de dividendes et de rachats d'actions accrues. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, contre 3,139 G\$ (1,94 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit un montant supérieur à 2 G\$ pour un neuvième trimestre consécutif. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, comparativement à 4,370 G\$ (2,70 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le résultat d'exploitation¹⁾ s'est établi à 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, contre un résultat d'exploitation de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a enregistré un résultat net de 1,035 G\$ (0,67 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, contre 1,812 G\$ (1,12 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les volumes de production du secteur Sables pétroliers sont passés de 651 700 barils par jour (« b/j ») au troisième trimestre de l'exercice précédent à 670 000 b/j au troisième trimestre de 2019, malgré les limites qu'imposent les réductions obligatoires de la production. Cette hausse s'explique surtout par la production plus élevée dégagée par Syncrude, qui est passée de 106 200 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent à 162 300 b/j, et par Fort Hills, qui est passée de 69 400 b/j au cours du troisième trimestre de l'exercice précédent à 85 500 b/j.
- La fiabilité de l'exploitation dans le secteur Raffinage et commercialisation s'est traduite par un taux d'utilisation des raffineries de 100 % et un débit de traitement du brut de 463 700 b/j. Le total des volumes de ventes de produits pétroliers raffinés s'est accru pour atteindre 572 000 b/j, ce qui illustre des ventes records sur le marché de détail.
- Suncor a annoncé un important investissement de 1,4 G\$ dans la production d'électricité à faibles émissions de carbone visant à remplacer ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération à l'usine de base des sables pétroliers. Cette nouvelle centrale devrait produire une injection de vapeur fiable tout en contribuant à l'atteinte de nos objectifs en matière d'environnement et de croissance des flux de trésorerie disponibles¹⁾.
- La Société a versé 650 M\$ en dividendes, racheté 19,2 millions de ses actions ordinaires, soit 1,2 % du total des actions ordinaires en circulation, pour un montant de 756 M\$ et remboursé 572 M\$ sur sa dette au troisième trimestre de 2019.

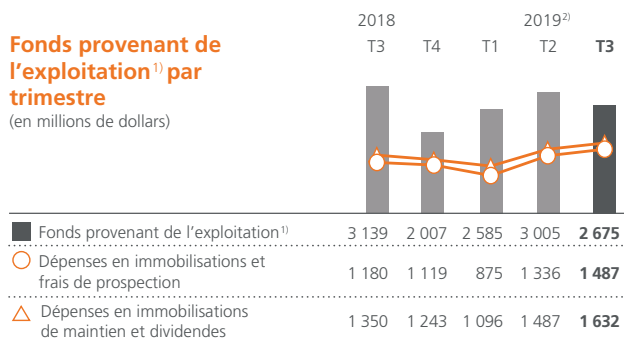
Résultat net et résultat d'exploitation¹⁾ par trimestre

(en millions de dollars)



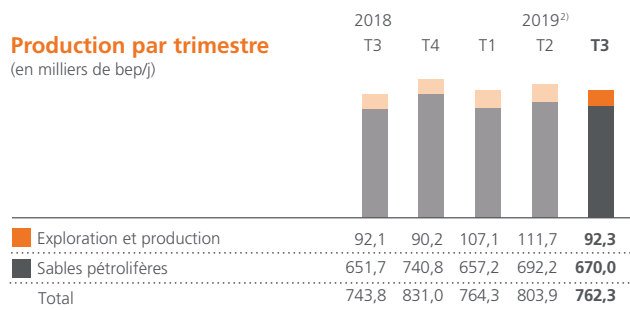
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾ par trimestre

(en millions de dollars)



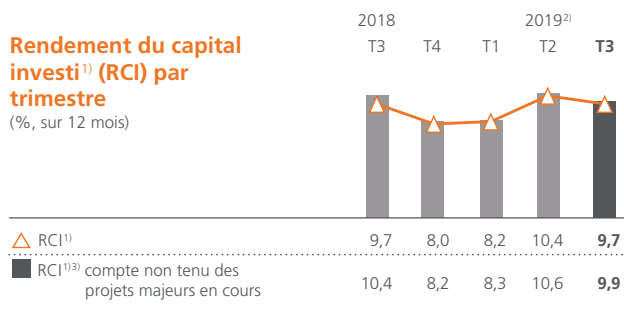
Production par trimestre

(en milliers de bep/j)



Rendement du capital investi¹⁾ (RCI) par trimestre

(%, sur 12 mois)



- Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie disponibles 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.
- Comprend l'incidence des réductions obligatoires de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta.
- Le RCI, exclusion faite des projets majeurs en cours, aurait été de 8,7 % au cours du deuxième trimestre de 2019 et de 8,0 % au troisième 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 comptabilisé par la Société au deuxième trimestre de 2019.

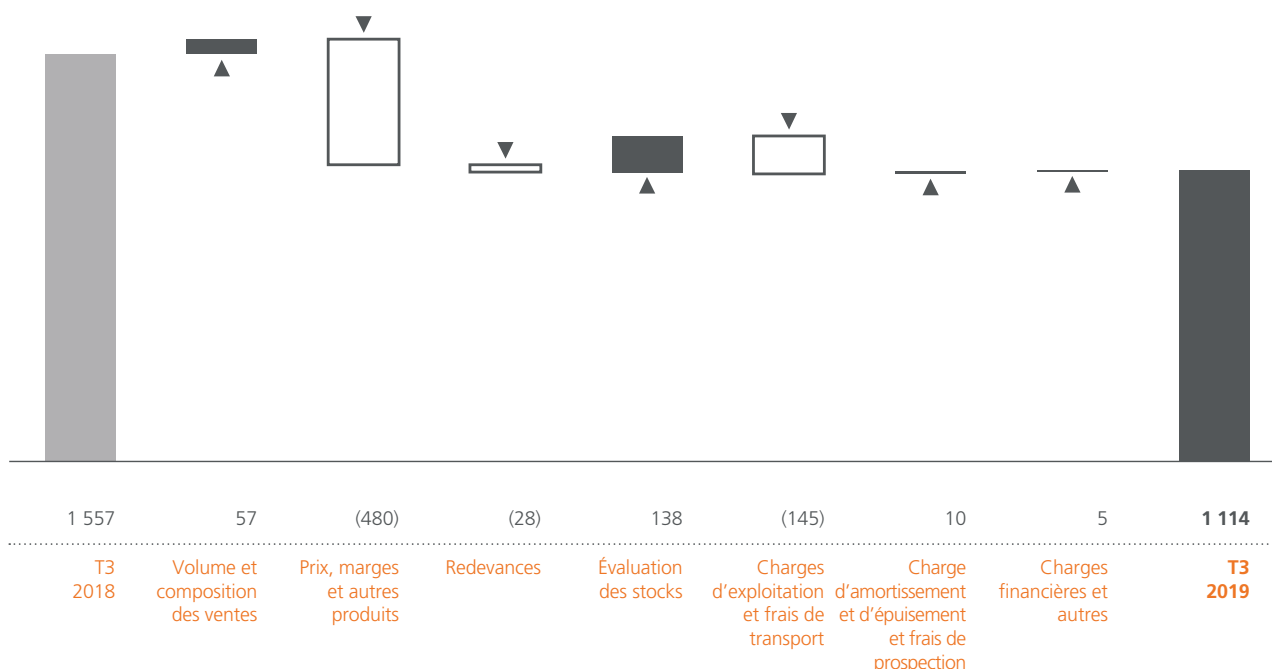
Résultats financiers

Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation de Suncor pour le troisième trimestre de 2019 s'est établi à 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Parmi les faits saillants du troisième trimestre, mentionnons l'augmentation des volumes de production de pétrole brut et du débit de traitement du brut par les raffineries comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La croissance des volumes de production à Syncrude et l'accélération de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron au cours de l'exercice à l'étude se sont traduits par une augmentation de la production de pétrole brut au troisième trimestre de 2019, augmentation qui a été partiellement neutralisée par les travaux de maintenance planifiés, par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta et par une panne imprévue survenue à Hibernia qui a été résolue à la fin du troisième trimestre. En outre, le résultat d'exploitation rend compte de l'incidence positive de la réalisation d'un profit intersectoriel sur les transferts de stocks, comparativement à l'élimination d'un profit intersectoriel au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Le recul du résultat d'exploitation est principalement attribuable au contexte commercial moins favorable, qui s'est traduit par une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et par une diminution des marges de raffinage, de même que par une hausse des charges d'exploitation et des frais de transport.

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 rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Résultat net

La Société a enregistré un résultat net de 1,035 G\$ (0,67 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, contre un résultat net de 1,812 G\$ (1,12 \$ 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 troisième trimestre de 2019 rend compte d'une perte de change latente après impôt de 127 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur Exploration et production (« E&P ») au titre de la vente de certains actifs non essentiels. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 195 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

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 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, comparativement à 3,139 G\$ (1,94 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2018, reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux mentionnés ci-dessus qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, comparativement à 4,370 G\$ (2,70 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2018. En plus des éléments susmentionnés à l'égard du résultat d'exploitation, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie moins élevée liée au solde du fonds de roulement de la Société au cours du troisième trimestre de 2019, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ils reflètent également une diminution des soldes de créances liée à la baisse des cours de référence du pétrole brut.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 762 300 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le troisième trimestre de 2019, comparativement à 743 800 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse a été principalement attribuable à une hausse de la production 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 travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta, lesquelles sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019, et d'une interruption non planifiée à Hibernia, laquelle a été résolue à la fin du troisième trimestre.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a tiré parti de sa présence unique et de la polyvalence de ses actifs 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, notamment par le transfert des allocations au titre des réductions entre les actifs de la Société. Compte tenu de nos travaux de maintenance planifiés, les possibilités d'acheter des quotas de production auprès d'autres exploitants et leur disponibilité étaient limitées au cours du trimestre à l'étude.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 422 200 b/j au troisième trimestre de 2019, contre 476 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de la production a trait essentiellement aux travaux de maintenance planifiés aux installations de valorisation et aux réductions obligatoires de la production imposées en Alberta, ce qui a donné lieu à une baisse du taux d'utilisation des installations de valorisation, qui s'est établi à 91 % au troisième trimestre de 2019, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société s'est établie à 105 200 b/j au troisième trimestre de 2019 contre 146 000 b/j au troisième trimestre de 2018, compte tenu essentiellement de l'incidence des réductions obligatoires de la production, la Société maximisant la production aux installations de valorisation afin de produire des barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, et les travaux de maintenance d'envergure ont été effectués à Firebag au troisième trimestre de 2019.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ ont augmenté pour s'établir à 26,60 \$ au troisième trimestre de 2019, contre 22,00 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'incidence des réductions de production obligatoires et par les changements volontaires que la Société a apportés à la composition de sa production en vue d'en maximiser la valeur, des travaux de maintenance planifiés et de l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs miniers.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est élevée à 85 500 b/j en moyenne au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la cadence de production, partiellement contrebalancé par les réductions obligatoires de la production. Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril de Fort Hills se sont établies à 24,25 \$ au troisième trimestre de 2019, comparativement à celles de 33,45 \$ inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait de la hausse de la production et de la diminution du total des charges d'exploitation décaissées à Fort Hills.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 162 300 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 106 200 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable au fait que la production s'est moins ressentie des travaux de maintenance planifiés menés au cours du trimestre à l'étude, comparativement à l'exécution de travaux de maintenance non planifiés au troisième trimestre de l'exercice précédent. Le

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.

taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est établi à 80 % au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 52 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 40,50 \$ au troisième trimestre de 2019, en baisse par rapport à celles de 63,85 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 92 300 bep/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 92 100 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 été contrebalancées en partie par une interruption non planifiée à Hibernia, laquelle avait été résolue avant la fin du troisième trimestre, et par la déplétion naturelle à Golden Eagle et à Buzzard.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 463 700 b/j, et le taux d'utilisation des raffineries s'établissait à 100 % au troisième trimestre de 2019, ce qui avoisine le débit de 457 200 b/j et le taux d'utilisation des raffineries de 99 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 572 000 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 565 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte d'un volume considérable de ventes au détail.

« Nous continuons à honorer notre engagement en matière d'excellence opérationnelle grâce à l'exploitation fiable de nos actifs en amont et de nos raffineries, dont le taux d'utilisation a atteint 100 %, a affirmé Mark Little. Nous avons enregistré des ventes au détail records et un excellent rendement des actifs en amont malgré les travaux de maintenance planifiés et l'incidence des réductions obligatoires de la production. »

Mise à jour concernant la stratégie

Suncor s'efforce toujours de maximiser la redistribution de trésorerie à ses actionnaires, ayant racheté 19,2 millions d'actions ordinaires en contrepartie d'un montant de 756 M\$ dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et versé des dividendes de 650 M\$ pour le troisième trimestre de 2019. La Société a également réduit sa dette de 572 M\$ au cours de la même période. En 2019, Suncor a redistribué 3,792 G\$ en trésorerie aux actionnaires sous la forme de dividendes et de rachats d'actions, en contrepartie d'un montant correspondant à 46 % du total des fonds provenant de l'exploitation, et a réduit sa dette de 970 M\$ grâce à la marge de manœuvre que lui procure toujours sa stratégie de répartition du capital.

Suncor continue de faire évoluer les projets et les investissements destinés à accroître graduellement et durablement ses flux de trésorerie disponibles annuels en investissant de manière stratégique dans l'accroissement de la production des actifs existants et en réduisant les coûts d'exploitation et de maintenance, tout en réalisant des progrès au chapitre de la sécurité, de la fiabilité et de la durabilité.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a engagé 1,487 G\$ en dépenses en immobilisations, compte non tenu des intérêts inscrits à l'actif, en hausse par rapport à celles de 1,180 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par des investissements liés aux révisions du fait d'un programme de maintenance de plus grande envergure mené dans le secteur Sables pétrolifères et à Syncrude.

Toujours au troisième trimestre de 2019, Suncor a annoncé son intention de remplacer ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération à son usine de base des sables pétrolifères. Les unités de cogénération garantiront la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et devraient réduire d'environ 25 % l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») associées à la vapeur produite à l'usine de base des sables pétrolifères. Le coût du projet est estimé à 1,4 G\$, et sa mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2023.

La construction du projet d'interconnexion des pipelines reliant l'usine de base des sables pétrolifères de Suncor et Syncrude s'est poursuivie au cours du troisième trimestre de 2019 en prévision d'une mise en service prévue pour le deuxième semestre de 2020. Le pipeline bidirectionnel devrait accroître l'intégration de ces actifs et améliorer la fiabilité des activités d'exploitation à Syncrude.

« Le projet d'aménagement d'une nouvelle centrale de cogénération approuvé ce trimestre marque un jalon décisif dans la mise en œuvre de nos initiatives de réduction de l'intensité de nos émissions de gaz à effet de serre et de croissance structurelle des flux de trésorerie disponibles, a indiqué Mark Little. Ce projet, ainsi que le projet d'interconnexion des

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.

pipelines de Syncrude, le déploiement de camions autonomes et la mise en œuvre de nouveaux procédés de gestion des résidus miniers devraient dégager environ la moitié des 2 G\$ que nous nous sommes fixés comme objectif en matière de flux de trésorerie disponibles. Ces avancées soulignent notre engagement à assurer une forte croissance économique axée sur le développement durable et le progrès technologique. »

La Société continue de mettre l'accent sur la croissance stratégique de la production tirée des actifs existants, notamment en élaborant des projets de forage d'extension extracôtiers dans le secteur E&P. Les activités de forage sont en cours à Hebron et la production continue d'augmenter. Le septième et le huitième puits productif sont entrés en service au cours du troisième trimestre et ont permis à Hebron d'atteindre plus tôt que prévu sa capacité de production nominale. Les autres activités du secteur E&P au troisième trimestre comprenaient les activités de forage de développement de Hibernia, Buzzard et Terra Nova, ainsi que les travaux de mise en valeur du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Suncor est toujours déterminée à réduire l'intensité de ses émissions totales de GES de 30 % d'ici 2030 et continue à investir dans les nouvelles technologies à faibles émissions de carbone destinées à réduire son bilan carbone. Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a mené à bien des investissements axés sur les technologies propres et a poursuivi le développement d'un réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour véhicules électriques. Postérieurement à la clôture du trimestre, Suncor a conclu une prise de participation additionnelle de 50 M\$ dans Enerkem Inc., une entreprise de conversion des déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables. Conjugués à l'autorisation du projet d'actifs de cogénération, ces investissements constituent des projets d'une importance décisive qui devraient permettre à la Société de réaliser des progrès au chapitre des initiatives technologiques et du développement durable afin de favoriser son virage vers une économie à faibles émissions de carbone.

Rapprochement du résultat d'exploitation ¹⁾

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	2018
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	127	(195)	(355)	352
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(1 116)	—
Profit sur cession importante ³⁾	(48)	(60)	(187)	(193)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 114	1 557	3 576	3 732

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) Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels du secteur E&P. Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn. 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.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions pour 2019 qu'elle avait révisées le 24 juillet 2019 concernant notamment la production.

Les prévisions concernant la production totale ont été ramenées d'une fourchette de 780 000 bep/j à 820 000 bep/j à une fourchette de 780 000 bep/j à 790 000 bep/j pour refléter l'incidence des volumes de production pour les neuf premiers mois de 2019 ainsi que les volumes de production prévus pour le quatrième trimestre par suite de l'augmentation des réductions obligatoires de la production. Les prévisions concernant la production ont été revues comme suit : celles du secteur Sables pétrolifères sont passées d'une fourchette de 410 000 b/j à 440 000 b/j à une fourchette de 410 000 b/j à 425 000 b/j; celles de Fort Hills sont passées d'une fourchette de 85 000 b/j à 95 000 b/j à une fourchette de 85 000 b/j à 90 000 b/j; celles du secteur E&P sont passées d'une fourchette de 105 000 bep/j à 115 000 bep/j à une fourchette de 105 000 bep/j à 110 000 bep/j. En conséquence de la révision de la fourchette de production du secteur Sables pétrolifères, les prévisions concernant les ventes de pétrole brut synthétique ont été revues à la baisse, pour être ramenées d'une fourchette de 315 000 b/j à 335 000 b/j à une fourchette de 315 000 b/j à 320 000 b/j.

Les prévisions concernant les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont été revues pour passer d'une fourchette de 24,00 \$ à 26,50 \$ à une fourchette de 27,00 \$ à 28,00 \$. Ce changement rend compte des réductions obligatoires de la production, de l'incidence des décisions prises sciemment en vue de revoir la composition de la production afin de maximiser la valeur du baril pendant les réductions obligatoires de la production et de l'augmentation des coûts de maintenance et de sous-traitance.

Les prévisions concernant les redevances pour la côte Est du Canada ont été revues pour passer d'une fourchette de 17 % à 21 % à une fourchette de 13 % à 17 %. Cette baisse des taux de redevances est attribuable à la modification de la composition de la production tirée des actifs de la Société situés sur la côte Est du Canada.

Suncor a également révisé les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet, comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 66,00 \$ US/b à 63,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 58,00 \$ US/b à 56,00 \$ US/b, le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 1,70 \$/GJ à 1,50 \$/GJ, la marge de craquage 2-1-1 au port de New York est passée de 19,00 \$ US/b à 20,00 \$ US/b et le taux de change \$ CA/\$ US est passé de 0,76 à 0,75 à la suite de changements dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. 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 30 octobre 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 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 liées à l'énergie renouvelable et des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité.

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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 troisième trimestre	9
3. Information financière consolidée	11
4. Résultats sectoriels et analyse	16
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	31
6. Situation financière et situation de trésorerie	34
7. Données financières trimestrielles	38
8. Autres éléments	40
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	41
10. Abréviations courantes	47
11. Énoncés prospectifs	48

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 (l'« IASB »), 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 la période de neuf mois clos le 30 septembre 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, 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, 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, le cas échéant, 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 kbp selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbp 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 TROISIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du troisième trimestre

- Suncor a inscrit un résultat net de 1,035 G\$ (0,67 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 1,812 G\$ (1,12 \$ 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 troisième trimestre de 2019 rend compte d'une perte de change latente après impôt de 127 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur Exploration et production (« E&P ») à l'égard de la vente d'un actif non essentiel. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 195 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- Pour le troisième trimestre de 2019, le résultat d'exploitation¹⁾ de Suncor s'est établi à 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à une conjoncture moins favorable ayant donné lieu à baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et à une diminution des marges de raffinage. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de la production de pétrole brut, par l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains, 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 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 3,139 G\$ (1,94 \$ par action ordinaire) au troisième 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. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2019, contre 4,370 G\$ (2,70 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2018, ce qui reflète pour les deux périodes les rentrées de trésorerie prises en compte dans le fonds de roulement.
- **La production de Syncrude s'est accrue pour atteindre 162 300 b/j, en comparaison de 106 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** La hausse de la production est attribuable à l'amélioration de la fiabilité, partiellement contrebalancée par les travaux de maintenance planifiés et par des réductions obligatoires de la production, ce qui a donné lieu à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 80 % au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 52 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **La production de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 85 500 b/j, contre 69 400 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. Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril de Fort Hills se sont établies à 24,25 \$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 33,45 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, une amélioration attribuable à la hausse des volumes de production et à la baisse globale des charges d'exploitation décaissées.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation a exploité les raffineries à leur pleine capacité.** Le secteur a généré un débit de traitement du brut par les raffineries de 463 700 b/j et des ventes de produits raffinés records de 572 000 b/j pour le troisième trimestre de 2019, comparativement à un débit de traitement du brut par les raffineries de 457 200 b/j et à des ventes de produits raffinés de 565 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux moyen d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 100 % pour le trimestre.

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

- **L'accroissement de la cadence de production se poursuit à Hebron, les septième et huitième puits productifs ayant été achevés.** La production de Hebron s'est établie à 23 600 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 14 400 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, la capacité de production nominale ayant été atteinte plus tôt que prévu.
- **Suncor compte investir dans des unités de cogénération à faibles émissions de carbone.** Au cours du troisième trimestre de 2019, Suncor a annoncé son intention de remplacer ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération à son usine de base de sables pétrolifères. Les unités de cogénération garantiront la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et devraient réduire d'environ 25 % l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») associées aux activités de production de vapeur menées à l'usine de base. Le coût du projet est estimé à 1,4 G\$, sa mise en service étant prévue pour le deuxième semestre de 2023.
- **Suncor augmente les rachats d'actions et les dividendes.** Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a démontré la souplesse de son programme de répartition du capital en profitant de la conjoncture pour accélérer la cadence des rachats d'actions effectués en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Elle a procédé au rachat d'actions ordinaires totalisant 756 M\$ et a versé 650 M\$ en dividendes à ses actionnaires au cours du troisième trimestre de 2019. Elle a ainsi procédé au rachat de 19,2 millions d'actions ordinaires, soit 1,2 % du total des actions ordinaires en circulation, comparativement à 16,8 millions d'actions ordinaires pour le troisième trimestre de 2018, ce qui représente une augmentation de 14 %.
- **Suncor réduit son niveau d'endettement.** Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a continué à rééquilibrer son bilan et a remboursé 572 M\$ en titres de créance, ce qui lui a permis d'améliorer davantage sa situation de trésorerie et d'accroître sa marge de manœuvre financière.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE¹⁾

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	2018
Résultat net				
Sables pétroliers	505	822	2 255	1 322
Exploration et production	219	222	1 167	922
Raffinage et commercialisation	668	932	2 442	2 392
Siège social et éliminations	(357)	(164)	(630)	(1 063)
Total	1 035	1 812	5 234	3 573
Résultat d'exploitation ²⁾				
Sables pétroliers	505	762	1 345	1 262
Exploration et production	171	222	910	789
Raffinage et commercialisation	668	932	2 354	2 392
Siège social et éliminations	(230)	(359)	(1 033)	(711)
Total	1 114	1 557	3 576	3 732
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ²⁾				
Sables pétroliers	1 606	1 884	4 656	4 357
Exploration et production	379	443	1 588	1 448
Raffinage et commercialisation	885	1 122	3 070	2 925
Siège social et éliminations	(195)	(310)	(1 049)	(565)
Total	2 675	3 139	8 265	8 165
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	461	1 231	(148)	(625)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 136	4 370	8 117	7 540
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	966	753	2 201	2 693
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	521	427	1 497	1 438
Total	1 487	1 180	3 698	4 131

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	2018
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires ²⁾	1 043	1 789	4 050	3 668

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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) 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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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.
- 3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 29 M\$ pour le troisième trimestre de 2019 et de 26 M\$ pour le troisième 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

	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	670,0	651,7	673,1	591,0
Exploration et production (kbep/j)	92,3	92,1	103,6	107,9
Total (kbep/j)	762,3	743,8	776,7	698,9
Taux d'utilisation des raffineries (%)	100	99	94	91
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	463,7	457,2	436,0	418,3

Résultat net

La Société a enregistré un résultat net consolidé de 1,035 G\$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 1,812 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après.

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

- La perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains s'est chiffrée à 127 M\$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 195 M\$ pour le troisième trimestre de 2018.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels du secteur E&P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

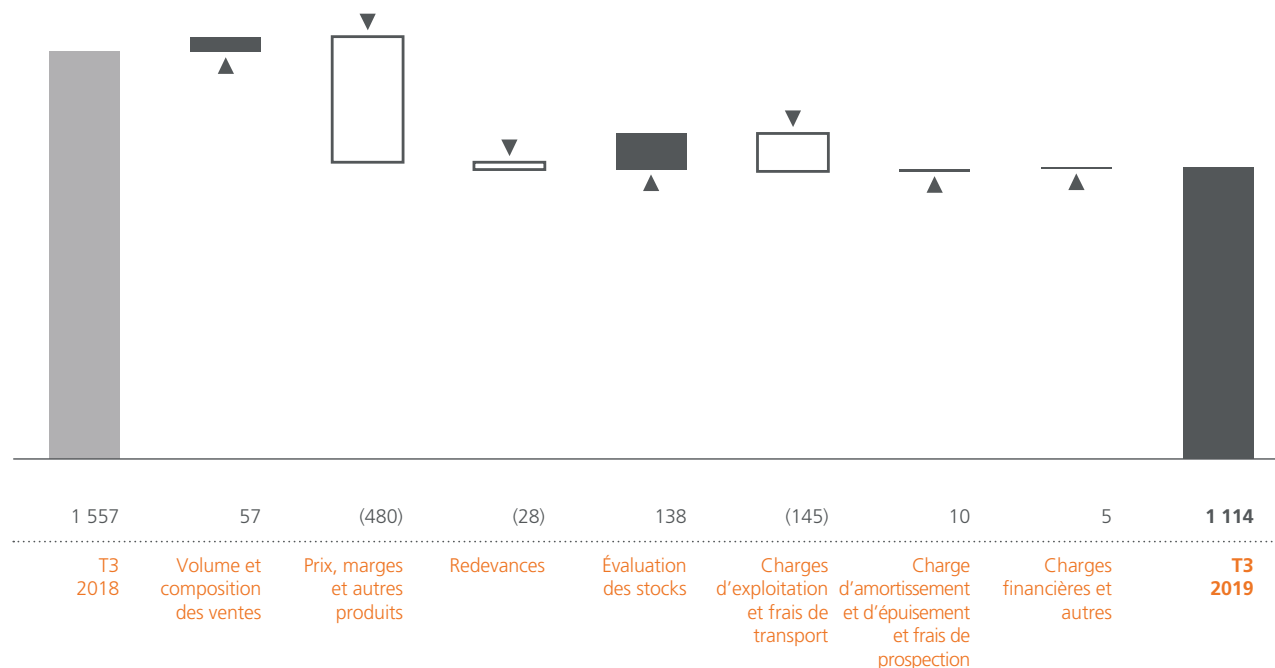
(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	127	(195)	(355)	352
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(1 116)	—
Profit sur cession importante ³⁾	(48)	(60)	(187)	(193)
Résultat d'exploitation¹⁾	1 114	1 557	3 576	3 732

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) Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« 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. Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

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 troisième trimestre de 2019 s'est établi à 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Parmi les faits saillants du troisième trimestre, mentionnons l'augmentation des volumes de production de pétrole brut et du débit de traitement du brut par les raffineries comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La croissance des volumes de production à Syncrude et l'accélération de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron au cours de l'exercice à l'étude se sont traduits par une augmentation de la production de pétrole brut au troisième trimestre de 2019, augmentation qui a été partiellement neutralisée par les travaux de maintenance planifiés, par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta et par une panne imprévue survenue à Hibernia qui a été résolue à la fin du troisième trimestre. En outre, le résultat d'exploitation rend compte de l'incidence positive de la réalisation d'un profit intersectoriel sur les transferts de stocks, comparativement à l'élimination d'un profit intersectoriel au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Le recul du résultat d'exploitation est principalement attribuable au contexte commercial moins favorable, qui s'est traduit par une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et par une diminution des marges de raffinage, de même que par une hausse des charges d'exploitation et des frais de transport.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de	
	2019	30 septembre 2018	neuf mois closes les	30 septembre 2018
Sables pétrolifères	15	8	53	63
Exploration et production	2	1	6	6
Raffinage et commercialisation	8	4	30	32
Siège social et éliminations	27	19	107	130
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	52	32	196	231

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt s'est établie à 52 M\$ au troisième trimestre de 2019, en hausse comparativement à celle de 32 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation du cours de l'action de la Société au cours de la période, comparativement à une baisse 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 30 septembre		Moyenne des périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2019	2018	2019	2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	56,45	69,50	57,05	66,80
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,90	75,25	64,65	72,15
Écart de prix Brent daté /Maya FOB	\$ US/b	5,20	10,20	5,45	10,75
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,35	82,10	69,60	77,85
WCS à Hardisty	\$ US/b	44,20	47,35	45,30	44,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(12,25)	(22,15)	(11,75)	(21,90)
Écart pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	0,40	(0,90)	(0,55)	(1,00)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	52,00	66,80	52,80	66,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	0,95	1,20	1,50	1,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,85	54,45	57,55	48,40
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,45	20,25	20,45	19,20
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,05	20,00	17,95	16,75
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	23,90	22,05	24,15	23,20
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,00	19,35	19,85	18,20
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,75	0,78
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,76	0,77

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 troisième 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 69,50 \$ US/b au troisième trimestre de 2018 à 56,45 \$ US/b. 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 68,35 \$/b, alors qu'il était de 82,10 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 44,20 \$ US/b au troisième trimestre de 2019, alors qu'il était de 47,35 \$ US/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, ce qui représente une diminution moindre que celle du cours du WTI, qui s'explique par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd découlant 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 troisième trimestre de 2019 qu'au troisième 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 influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Au troisième trimestre de 2019, les prix du bitume ont bénéficié du rétrécissement 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 61,90 \$ US/b au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 75,25 \$ US/b 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 du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode 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 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 0,95 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2019, en baisse comparativement à 1,20 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor et par Fort Hills 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. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 46,85 \$/MWh au troisième trimestre de 2019, a diminué par rapport à celui de 54,45 \$/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 troisième trimestre de 2019, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,76 \$ 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 troisième trimestre de 2019.

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

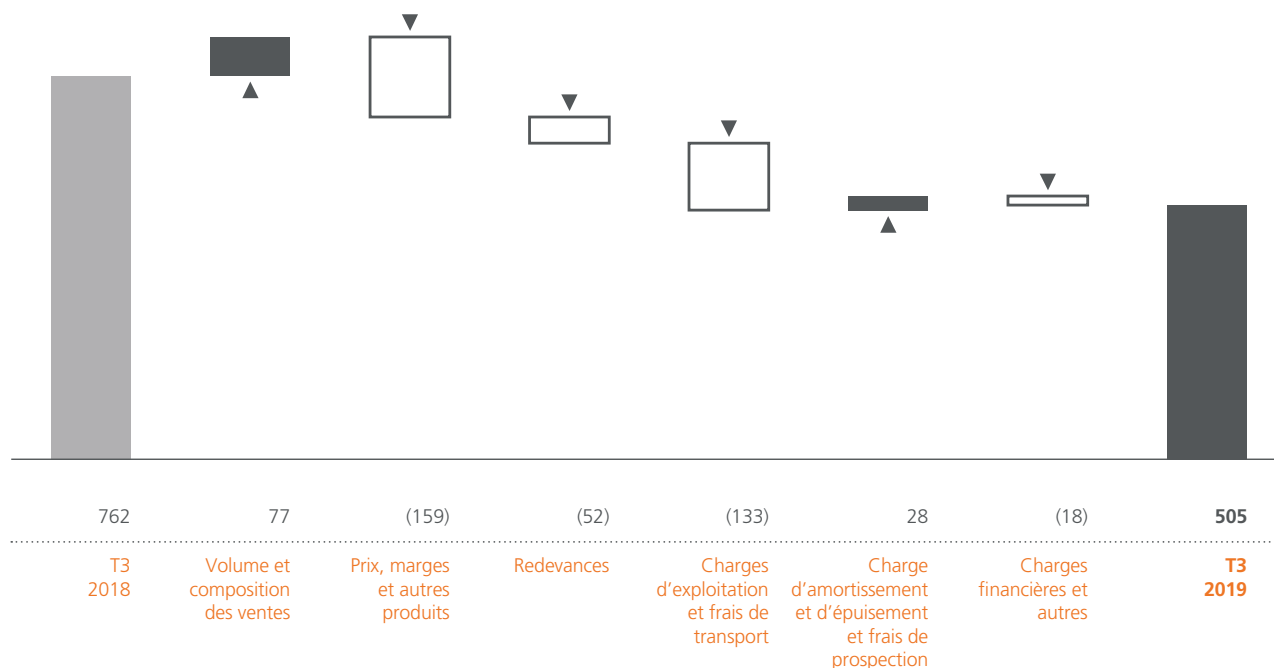
SABLES PÉTROLIFÈRES¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Produits bruts	4 601	4 815	13 922	12 594
Moins les redevances	(235)	(161)	(774)	(331)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 366	4 654	13 148	12 263
Résultat net	505	822	2 255	1 322
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(910)	—
Profit sur cession importante ³⁾	—	(60)	—	(60)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	505	762	1 345	1 262
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	1 606	1 884	4 656	4 357

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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) Les résultats du troisième trimestre de 2018 tiennent compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- 4) 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.

Pour le troisième trimestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation de 505 M\$, en comparaison de 762 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par le recul des cours de référence du pétrole brut, par l'augmentation des redevances ainsi que par la hausse des frais d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux. Elle a été partiellement contrebalancée par la hausse globale des volumes de production qui a découlé de l'accroissement de la production à Syncrude et de la cadence de production à Fort Hills, de même que par l'appréciation du prix du pétrole brut de bitume obtenu par suite des réductions obligatoires de la production.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	2019	2018
Produits valorisés du secteur Sables pétrolifères (pétrole brut synthétique et diesel)	325,3	338,5	326,5	291,1	
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(8,3)	(8,4)	(8,7)	(8,4)	
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	317,0	330,1	317,8	282,7	
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	105,2	146,0	93,3	130,9	
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	422,2	476,1	411,1	413,6	
Bitume de Fort Hills	85,5	69,4	84,4	56,9	
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	—	(1,7)	
Total de la production de bitume de Fort Hills	85,5	69,4	84,4	55,2	
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	164,7	107,6	180,1	124,3	
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,4)	(1,4)	(2,5)	(2,1)	
Total de la production de Syncrude	162,3	106,2	177,6	122,2	
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	670,0	651,7	673,1	591,0	

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, 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 quasi-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 8 300 b/j de diesel consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2019, 6 600 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 1 700 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 diminué pour s'établir à 422 200 b/j au troisième trimestre de 2019, contre 476 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production imposées en Alberta, ce qui a donné lieu à une baisse du taux d'utilisation des installations de valorisation, qui s'est établi à 91 % au troisième trimestre de 2019, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société s'est employée à minimiser l'incidence des réductions obligatoires de la production en répartissant les crédits d'allocation au titre des réductions entre les actifs du secteur Sables pétrolifères selon une stratégie opportuniste, ainsi qu'en optimisant la production des installations de valorisation afin de produire des barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée au troisième trimestre de 2019, ce qui s'est traduit par un recul de la production de bitume non valorisé *in situ*. Compte tenu de nos travaux de maintenance planifiés, les possibilités d'acheter des quotas de production auprès d'autres exploitants et leur disponibilité étaient limitées au cours du trimestre à l'étude.

La production de bitume de Fort Hills, nette pour Suncor, s'est accrue pour atteindre 85 500 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69 400 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse découle de l'accroissement de la cadence de production observé tout au long de 2018, partiellement contrebalancé par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 162 300 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 106 200 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité à Syncrude, laquelle a été en partie contrebalancée par les travaux de maintenance planifiés entrepris au cours du trimestre et par l'incidence des réductions obligatoires de la production. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent avait été touchée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure et par la survenance d'une panne d'électricité à la fin du deuxième trimestre de 2018.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	116,1	129,5	116,0	91,3
Diesel	20,1	34,7	24,7	29,2
Pétrole brut synthétique sulfureux	184,6	162,8	177,3	166,6
Produits valorisés	320,8	327,0	318,0	287,1
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	110,2	131,4	93,0	121,2
Sables pétrolifères	431,0	458,4	411,0	408,3
Bitume de Fort Hills	91,6	61,6	84,1	44,8
Syncrude	162,3	106,2	177,6	122,2
Total	684,9	626,2	672,7	575,3

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 431 000 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 458 400 b/j au troisième 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, facteurs ayant été partiellement contrebalancés par des prélèvements sur les stocks de brut.

Au troisième trimestre de 2019, les ventes de bitume provenant de Fort Hills ont augmenté pour atteindre 91 600 b/j, nets pour Suncor, en comparaison de 61 600 b/j au troisième trimestre de 2018, ce qui reflète l'accroissement de la production combiné aux prélèvements sur les stocks.

Production de bitume

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	301,0	323,4	289,8	252,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	460,3	449,6	431,1	366,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,65	0,72	0,67	0,69
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	194,6	211,0	184,1	206,2
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,7	2,6
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	23,1	37,1	31,5	35,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,9	2,8	3,0	2,9
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	217,7	248,1	215,6	241,8
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	518,7	571,5	505,4	494,0
Fort Hills				
Production de bitume (kb/j)	85,5	69,4	84,4	56,9
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	126,1	114,1	134,0	91,2
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,61	0,63	0,62
Syncrude				
Production de bitume (kb/j)	194,4	130,9	211,2	148,8
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	313,5	213,3	341,9	241,5
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	798,6	771,8	801,0	699,7

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a diminué au troisième trimestre de 2019 pour s'établir à 518 700 b/j, en comparaison de 571 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation et aux réductions obligatoires de la production.

La production de bitume de Fort Hills a augmenté pour s'établir à 85 500 b/j, nets pour Suncor, au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement graduel de la cadence de production observé tout au long de 2018, partiellement contrebalancé par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour s'établir à 194 400 b/j, nets pour Suncor, au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 130 900 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'exécution de travaux de maintenance planifiés et par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	68,11	82,95	69,24	78,06
Bitume	42,21	36,62	44,59	35,65
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	61,49	69,67	63,67	65,47
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,07)	(20,59)	(12,15)	(20,17)
Fort Hills (bitume)	48,50	53,43	51,74	51,44
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	74,07	88,80	73,84	83,12
Syncrude, par rapport au WTI	(0,49)	(1,46)	(1,98)	(2,52)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 61,49 \$/b au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69,67 \$/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, par un élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique ainsi que par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 48,50 \$/b au troisième trimestre de 2019, 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. Le prix moyen obtenu a été inférieur à celui obtenu au troisième trimestre de l'exercice précédent en raison du rétrécissement des écarts liés à l'emplacement au troisième trimestre de 2019.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 74,07 \$/b au troisième trimestre de 2019, comparativement à 88,80 \$/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. Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude s'est avéré inférieur au cours de référence moyen du trimestre, les ventes ayant été réalisées en majeure partie avant le début des travaux de maintenance planifiés, période au cours de laquelle elles étaient conclues à escompte par rapport au cours de référence.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse de la production à Syncrude.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième 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 coûts d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison de la hausse des coûts de maintenance, des coûts des travaux d'extraction minière impartis à des sous-traitants et des frais de recherche et de développement.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des coûts miniers qui a découlé de l'accroissement des volumes de production, en partie contrebalancée 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 d'une hausse globale des volumes de production et de ventes 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 troisième trimestre de 2019 ont diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison du fait que le troisième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de valeur comptabilisée à l'égard de certains actifs que la Société n'utilisait plus, ce qui a été partiellement contrebalancé par l'amortissement supplémentaire lié à la transition à IFRS 16.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	2 009	1 855	6 042	5 579
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 156	1 006	3 496	3 133
Coûts non liés à la production ²⁾	(73)	(15)	(168)	(96)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(64)	(50)	(181)	(157)
Variations des stocks	19	28	16	11
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	1 038	969	3 163	2 891
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	26,60	22,00	28,10	25,50
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	224	214	673	542
Coûts non liés à la production ²⁾	(23)	(26)	(95)	(96)
Variations des stocks	(10)	26	5	98
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	191	214	583	543
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	24,25	33,45	25,30	34,90
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	629	635	1 873	1 904
Coûts non liés à la production ²⁾	(24)	(11)	(62)	(26)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	605	624	1 811	1 878
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	40,50	63,85	37,35	56,25

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 minéral.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 26,60 \$ au troisième trimestre de 2019, contre 22,00 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par

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

l'incidence des réductions de production obligatoires et par les changements volontaires que la Société a apportés à la composition de sa production en vue de maximiser la valeur, par l'exécution de travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, qui ont débuté à la fin du troisième trimestre de 2019, ainsi que par l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs miniers. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 1,038 G\$, en comparaison de 969 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mêmes facteurs qui sont mentionnés ci-dessus.

Au troisième trimestre de 2019, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été plus élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la hausse des frais de recherche et de développement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 24,25 \$ au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 33,45 \$/b au troisième 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 de la baisse des charges d'exploitation décaissées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 40,50 \$ au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 63,85 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'accroissement de la production dont il est question ci-dessus.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Pour les neuf premiers mois de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net de 2,255 G\$, en comparaison de 1,322 G\$ 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 des neuf premiers mois 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. Le résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2018 tenait compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn réalisée au troisième trimestre de 2018.

Pour les neuf premiers mois de 2019, le résultat d'exploitation¹⁾ du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 1,345 G\$, en comparaison de 1,262 G\$ pour la période correspondante de 2018. Le résultat d'exploitation s'est amélioré grâce à l'accroissement des volumes de production, partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessous. La production s'est accrue en raison de l'accroissement de la cadence de production observé à Fort Hills et de la production plus élevée dégagée à Syncrude, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des réductions de production obligatoires en 2019. Les deux périodes reflètent l'incidence de l'exécution de travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation.

Pour les neuf premiers mois de 2019, les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 4,656 G\$, en comparaison de 4,357 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.

Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 28,10 \$ pour les neuf premiers mois de 2019, en hausse par rapport 25,50 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2018, ce qui s'explique par l'incidence des réductions de production obligatoires et par les changements volontaires que la Société a apportés à la composition de sa production en vue de maximiser la valeur, ainsi que par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux qui a découlé de la hausse des coûts liés aux entrepreneurs miniers, des coûts des produits consommés et des coûts de maintenance.

Pour les neuf premiers mois de 2019, les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 25,30 \$, en comparaison de 34,90 \$ pour la période correspondante de 2018, ce qui reflète un accroissement de la production, bien que le volume de production ait été limité du fait des réductions de production obligatoires imposées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 37,35 \$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 56,25 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à une hausse de la production, bien que le volume de production ait été limité du fait des réductions de production obligatoires imposées et que le volume de production de la période correspondante de l'exercice précédent ait 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.

Travaux de maintenance planifiés

Les travaux de maintenance planifiés au quatrième trimestre de 2019 comprennent des travaux de maintenance à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères, à Fort Hills et à Syncrude. Les travaux de maintenance menés à Fort Hills ont été achevés après la clôture du troisième trimestre. L'incidence de ces travaux de maintenance est prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

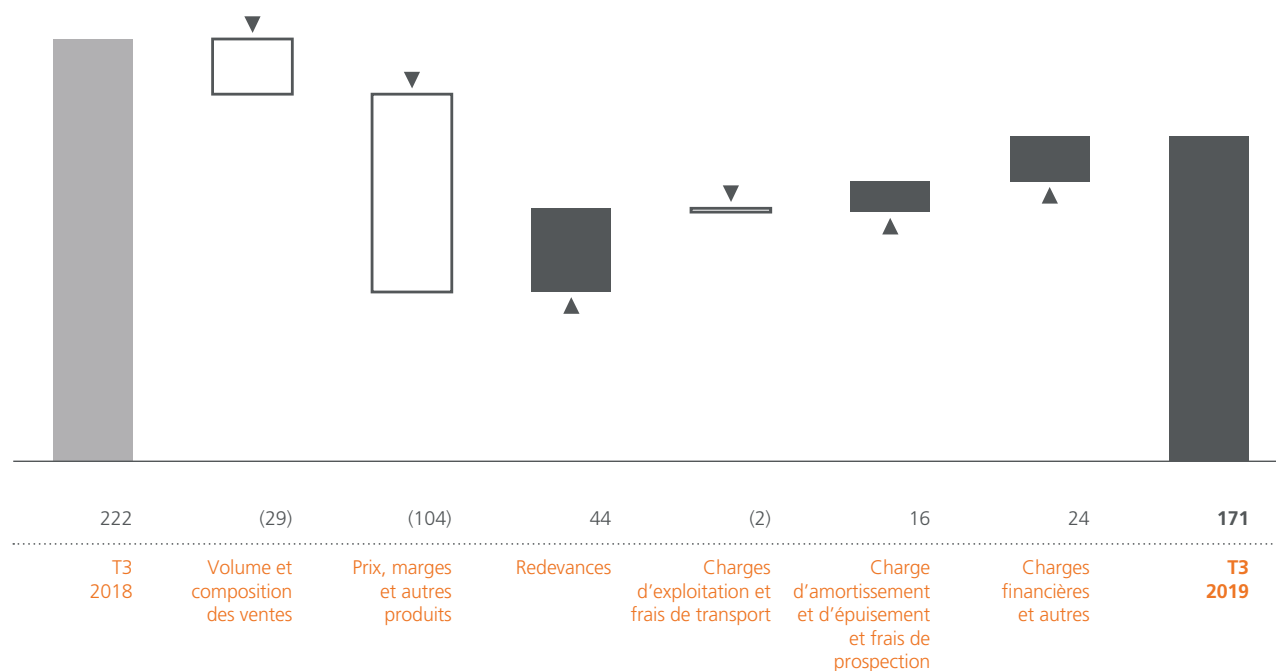
1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

EXPLORATION ET PRODUCTION¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits bruts ²⁾	681	875	2 461	2 823
Moins les redevances ²⁾	(32)	(91)	(219)	(238)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	649	784	2 242	2 585
Résultat net	219	222	1 167	922
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	—	(70)	—
Profit sur une cession d'actifs ⁴⁾	(48)	—	(187)	(133)
Résultat d'exploitation ⁵⁾	171	222	910	789
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	379	443	1 588	1 448

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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) 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 65 M\$ pour le troisième trimestre de 2019 et de 74 M\$ pour le troisième 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.
- 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) Les résultats du troisième trimestre de 2019 tiennent compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. 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.
- 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 171 M\$ au troisième trimestre de 2019, en baisse comparativement à celui de 222 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et d'une diminution des volumes de ventes au Royaume-Uni, partiellement contrebalancées par une diminution des redevances et des charges financières et autres. Le montant inscrit à titre de charges financières et autres au troisième trimestre de 2019 est inférieur à celui inscrit au troisième trimestre de 2018, en raison principalement de la perte liée à notre placement en titres de capitaux propres dans Canbriam qui avait été comptabilisée au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	13,9	8,6	12,8	12,5
Hibernia (kb/j)	5,9	17,9	18,4	23,2
White Rose (kb/j)	6,2	8,0	3,5	7,6
Hebron (kb/j)	23,6	14,4	21,9	12,1
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	—	—	0,7
	49,6	48,9	56,6	56,1
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	29,2	29,6	33,6	36,4
Golden Eagle (kbep/j)	8,7	12,0	9,0	12,9
Royaume-Uni (kbep/j)	37,9	41,6	42,6	49,3
Norvège – Oda (kbep/j)	2,7	—	2,3	—
Libye (kb/j)	2,1	1,6	2,1	2,5
	42,7	43,2	47,0	51,8
Production totale (kbep/j)	92,3	92,1	103,6	107,9
Total des volumes de ventes (kbep/j)	92,5	96,5	103,4	109,4

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 49 600 bep/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 48 900 bep/j au troisième 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 une interruption non planifiée à Hibernia, laquelle avait été résolue avant la fin du troisième trimestre, et par le retour graduel constant de la production de White Rose jusqu'à une cadence normale.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 42 700 bep/j, en comparaison de 43 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la déplétion naturelle au Royaume-Uni, partiellement contrebalancée 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 2 700 bep/j au troisième trimestre de 2019.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 92 500 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 96 500 bep/j au troisième trimestre de 2018, en raison du moment des extractions.

Prix obtenus

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances				
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	79,39	97,22	85,04	91,28
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	—	—	1,94
E&P International (\$/bep)	75,10	92,24	82,17	88,01

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au troisième 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 troisième 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 troisième trimestre de 2019 ont été inférieures en raison de la diminution des taux de redevances attribuable à la composition de la production et de la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du troisième 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 troisième trimestre de 2019 ont diminué par rapport au troisième trimestre de 2018, en raison principalement de la baisse de la production au Royaume-Uni et à Hibernia, partiellement contrebalancée par l'accroissement de la production à Hebron.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Le secteur E&P a inscrit un résultat net de 1,167 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 922 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 des neuf premiers mois 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, ainsi que d'un profit après impôt de 48 M\$ découlant de la vente de certains actifs non essentiels au cours du troisième trimestre de 2019.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation de 910 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 789 M\$ pour les neuf premiers mois 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 des prix obtenus pour le pétrole brut et par l'augmentation des frais de prospection. 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 les neuf premiers mois de 2019, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,588 G\$, en hausse comparativement à ceux de 1,448 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois 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

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au quatrième trimestre de 2019.

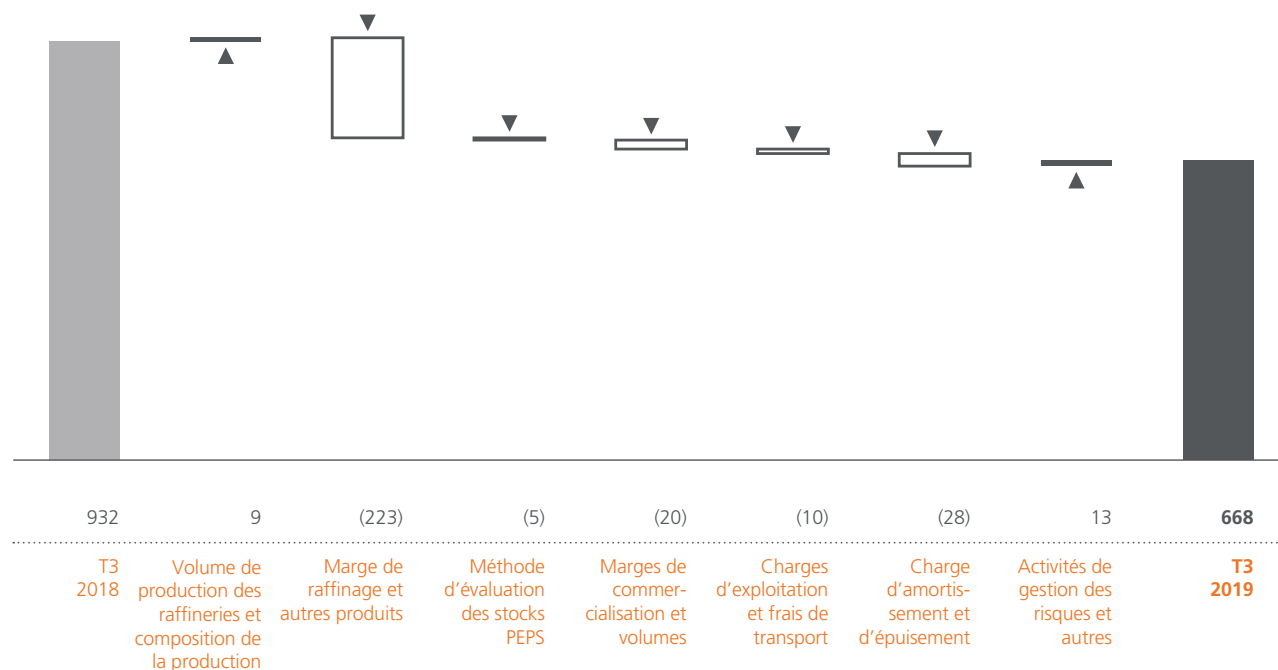
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation	5 929	6 752	16 759	18 111
Résultat net	668	932	2 442	2 392
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(88)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	668	932	2 354	2 392
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	885	1 122	3 070	2 925

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 Raffinage et commercialisation (« 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 668 M\$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 932 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du volume de production des raffineries et la hausse des volumes de ventes de produits raffinés ont été plus que contrebalancées par la diminution des marges de raffinage, par la rétrécissement des marges de commercialisation et par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et des charges d'exploitation.

Volumes

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	209,5	211,6	198,6	203,8
Ouest de l'Amérique du Nord	254,2	245,6	237,4	214,5
Total	463,7	457,2	436,0	418,3
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	94	95	89	92
Ouest de l'Amérique du Nord	106	102	99	89
Total	100	99	94	91
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	256,8	261,0	246,3	245,7
Distillat	230,8	217,7	219,6	201,3
Autres	84,4	86,8	75,1	79,3
Total	572,0	565,5	541,0	526,3
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	28,35	34,45	32,60	31,90
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	4,90	5,00	5,45	5,30

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 463 700 b/j au troisième trimestre de 2019, contre 457 200 b/j au troisième trimestre de 2018. Le taux d'utilisation a été élevé pour chacune des deux périodes, s'établissant respectivement à 100 % et à 99 %.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 572 000 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 565 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète un volume record de ventes au détail.

Prix et marges

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

- Le rétrécissement des écarts de prix du brut, la diminution des marges de craquage de référence sur les distillats et l'essence et les écarts non favorables liés à l'emplacement des produits, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.
- Au troisième 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 négative sur les résultats de la société de 28 M\$ après impôt pour le trimestre à l'étude, comparativement à une incidence négative sur le résultat d'exploitation de 23 M\$ après impôt pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence défavorable de 5 M\$ après impôt d'un trimestre à l'autre.

Les marges brutes de commercialisation ont été moins élevées au troisième 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 au Canada.

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.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au troisième trimestre de 2019 qu'au troisième trimestre de 2018, en raison surtout de la hausse des coûts de maintenance engagés à l'égard des raffineries et des coûts liés à l'expansion des activités.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté au troisième trimestre de 2019, ce qui s'explique par le traitement comptable des contrats de location-acquisition en vertu d'IFRS 16.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Le secteur R&C a inscrit un résultat net de 2,442 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, contre 2,392 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont expliqués ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois 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 2,354 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 2,392 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Cette baisse est attribuable au rétrécissement des écarts de prix du brut, aux écarts défavorables liés à l'emplacement des produits, à la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et à l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement, facteurs en partie contrebalancés par un 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 et à la hausse du volume des ventes de produits. Au cours des neuf premiers mois 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 477 M\$ après impôt, en comparaison de 181 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2018.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 3,070 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en hausse comparativement à ceux de 2,925 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois 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 la totalité des travaux de maintenance planifiés aux raffineries pour 2019, et elle ne prévoit pas mener de travaux de maintenance majeurs au cours du quatrième trimestre de 2019.

SIÈGE SOCIAL ET ÉLIMINATIONS ¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net	(357)	(164)	(630)	(1 063)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(48)	—
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	127	(195)	(355)	352
Résultat d'exploitation ³⁾	(230)	(359)	(1 033)	(711)
<i>Siège social</i>	(255)	(278)	(818)	(698)
<i>Éliminations</i>	25	(81)	(215)	(13)
Fonds affectés à l'exploitation ³⁾	(195)	(310)	(1 049)	(565)

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 255 M\$ au troisième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte d'exploitation de 278 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse de la perte d'exploitation s'explique par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation, comparativement à une perte de change liée aux activités d'exploitation au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par une baisse de la charge d'intérêts. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au troisième trimestre de 2019, Suncor a incorporé une tranche de 29 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 26 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 troisième trimestre de 2019, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 25 M\$ en raison d'une baisse du volume des stocks des raffineries de la Société dans le secteur Sables pétrolifères, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 81 M\$ au troisième trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'augmentation des volumes des stocks intersectoriels.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 630 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 1,063 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont expliqués ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois de 2019 tient compte d'un profit de change latent après impôt de 355 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 des neuf premiers mois de 2018 tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 352 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 1,033 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 711 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018. L'augmentation de la perte s'explique par le fait qu'un

important profit détenu dans les stocks intragroupe a été éliminé, 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 des neuf premiers mois de 2019, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 85 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison d'une tranche de 128 M\$ au cours des neuf premiers mois 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, partiellement contrebalancée par une baisse du volume des stocks intragroupe.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 1,049 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 565 M\$ pour les neuf premiers mois 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 pour les neuf premiers mois 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		Périodes de	
	2019	30 septembre 2018	neuf mois closes les	30 septembre 2018
Sables pétrolifères	1 000	770	2 440	2 883
Exploration et production	293	245	789	661
Raffinage et commercialisation	202	180	504	667
Siège social et éliminations	21	11	50	48
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 516	1 206	3 783	4 259
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(29)	(26)	(85)	(128)
	1 487	1 180	3 698	4 131

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 septembre 2019			Période de neuf mois close le 30 septembre 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>	507	18	525	1 126	57	1 183
<i>Activités in situ</i>	15	110	125	82	446	528
<i>Fort Hills</i>	95	16	111	265	62	327
<i>Syncrude</i>	206	21	227	337	22	359
Exploration et production	—	278	278	3	748	751
Raffinage et commercialisation	134	66	200	366	133	499
Siège social et éliminations	9	12	21	22	29	51
	966	521	1 487	2 201	1 497	3 698

- 1) 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 troisième trimestre de 2019, la Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,487 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en hausse par rapport à celles de 1,180 G\$ engagées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques engagés dans la production *in situ*, ainsi qu'à la croissance des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance qui découle du plus grand nombre de travaux de maintenance planifiés menés dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

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

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 525 M\$ au troisième 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 planifiés de la Société, notamment le début des travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, 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.

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 125 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.

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 111 M\$ et représentent essentiellement des projets d'infrastructures de gestion des résidus miniers en vue de soutenir les activités.

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés à Syncrude ont totalisé 227 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance engagées pour améliorer la fiabilité des installations.

Exploration et production

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 278 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hibernia, à Buzzard et à Terra Nova et des travaux de mise en valeur du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 200 M\$, se rapportent principalement au maintien continu et aux améliorations des raffineries et des activités de vente au détail.

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

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 8,0 % au troisième trimestre de 2019, compte non tenu du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant de la modification du taux d'imposition des sociétés en Alberta que la Société a comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

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 2,089 G\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, en hausse comparativement au montant de 2,061 G\$ inscrit au 30 juin 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 756 M\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à une réduction nette de 572 M\$ de la dette à court terme.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,089 G\$, 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 1,822 G\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à la réduction nette de 970 M\$ de la dette à court et à long terme, ont été légèrement supérieures aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Au 30 septembre 2019, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 16 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 5,282 G\$ au 30 septembre 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.

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 septembre 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,1 % (28,3 % au 31 décembre 2018) et reflétait l'incidence des obligations locatives

supplémentaires 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 septembre 2019	31 décembre 2018 ¹⁾
Dettes à court terme	1 643	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	191
Tranche courante des obligations locatives à long terme	297	38
Dettes à long terme	13 098	12 668
Obligations locatives à long terme	2 652	1 222
Dettes totales	17 690	17 350
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 089	2 221
Dettes nettes	15 601	15 129
Capitaux propres	45 184	44 005
Dettes totales majorées des capitaux propres	62 874	61 355
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	28,1	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.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2019	Période de neuf mois close le 30 septembre 2019
Dettes totales à l'ouverture de la période	18 182	17 350
Augmentation de la dette à long terme	—	557
Diminution de la dette à court terme	(572)	(1 527)
Augmentation des obligations locatives au 1 ^{er} janvier 2019 découlant de l'adoption d'IFRS 16	—	1 792
Augmentation de l'obligation locative	31	123
Paiements de loyers	(88)	(230)
Incidence du change sur la dette et autres	137	(375)
Dettes totales au 30 septembre 2019	17 690	17 690
Moins la trésorerie et ses équivalents au 30 septembre 2019	2 089	2 089
Dettes nettes au 30 septembre 2019	15 601	15 601

La dette totale de la Société a diminué au troisième trimestre de 2019, ce qui s'explique par l'importante réduction de la dette à court terme et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du troisième trimestre de 2019. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 juin 2019 et par les contrats de location conclus au cours de la période.

La dette totale de la Société a augmenté pour l'exercice 2019 à ce jour, 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 des neuf premiers mois de 2019, partiellement contrebalancés par le remboursement de 1,527 G\$ 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 des neuf premiers mois de 2019.

Actions ordinaires**Actions en circulation**

(en milliers)	30 septembre 2019
Actions ordinaires	1 542 063
Options sur actions ordinaires – exerçables	22 463
Options sur actions ordinaires – non exerçables	12 376

Au 28 octobre 2019, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 537 072 943 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 34 789 633. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société qui a été lancée au deuxième trimestre de 2019, Suncor est autorisée à racheter jusqu'à 50 252 231 actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020. Jusqu'à présent, 29 266 840 actions ordinaires ont été rachetées aux termes de l'offre publique de rachat de la Société, soit 1,9 % du total des actions ordinaires en circulation.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a racheté et annulé 19 206 250 actions ordinaires, soit 1,2 % du total des actions ordinaires en circulation, au prix moyen de 39,38 \$ l'action, pour une contrepartie totale de 756 M\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 16 841 078 actions ordinaires au prix moyen de 52,77 \$ l'action ordinaire, pour une contrepartie totalisant 889 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	19 206	16 841	44 158	37 700
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	39,38	52,77	41,26	50,05
Coût du rachat d'actions	756	889	1 822	1 887

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 des neuf premiers mois 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 cours des neuf premiers mois de 2019.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	670,0	692,2	657,2	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2
Exploration et production	92,3	111,7	107,1	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2
	762,3	803,9	764,3	831,0	743,8	661,7	689,4	736,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	9 803	10 071	8 983	8 561	10 847	10 327	8 807	9 000
Autres produits (pertes)	93	27	414	384	16	101	(57)	41
	9 896	10 098	9 397	8 945	10 863	10 428	8 750	9 041
Résultat net	1 035	2 729	1 470	(280)	1 812	972	789	1 382
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,12	0,60	0,48	0,84
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,11	0,59	0,48	0,84
Résultat d'exploitation¹⁾	1 114	1 253	1 209	580	1 557	1 190	985	1 310
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,72	0,80	0,77	0,36	0,96	0,73	0,60	0,79
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 675	3 005	2 585	2 007	3 139	2 862	2 164	3 016
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,72	1,92	1,64	1,26	1,94	1,75	1,32	1,83
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 136	3 433	1 548	3 040	4 370	2 446	724	2 755
par action ordinaire – de base (en dollars)	2,02	2,19	0,98	1,90	2,70	1,50	0,44	1,67
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	9,7	10,4	8,2	8,0	9,7	8,3	6,5	6,7
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	9,9	10,6	8,3	8,2	10,4	9,5	7,8	8,6
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(127)	221	261	(637)	195	(218)	(329)	(91)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	41,79	40,85	43,31	38,13	49,98	53,50	44,49	46,15
Bourse de New York (\$ US)	31,58	31,16	32,43	27,97	38,69	40,68	34,54	36,72

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

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	56,45	59,85	54,90	58,85	69,50	67,90	62,90	55,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,90	68,85	63,20	67,80	75,25	74,40	66,80	61,40
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	5,20	6,90	5,00	4,35	10,20	12,40	7,70	9,60
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,35	73,40	66,45	42,70	82,10	80,95	72,45	69,30
WCS à Hardisty	\$ US/b	44,20	49,20	42,50	19,50	47,35	48,65	38,60	43,10
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(12,25)	(10,65)	(12,40)	(39,35)	(22,15)	(19,25)	(24,30)	(12,30)
Écart – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	0,40	0,15	(2,30)	(21,60)	(0,90)	(0,65)	(1,45)	3,25
Condensat à Edmonton	\$ US/b	52,00	55,90	50,55	45,30	66,80	68,50	63,15	57,95
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	0,95	1,05	2,55	1,60	1,20	1,20	1,75	1,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,85	56,35	70,75	55,55	54,45	56,00	34,95	22,35
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,45	22,20	18,25	19,15	20,25	21,10	16,70	20,50
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,05	21,45	15,35	16,35	20,00	19,05	14,25	21,40
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	23,90	26,85	19,35	22,25	22,05	28,65	21,00	23,55
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,00	21,70	17,85	17,65	19,35	20,45	16,30	19,10
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,75	0,75	0,76	0,77	0,77	0,79	0,79
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,76	0,75	0,73	0,77	0,76	0,78	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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 septembre 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 septembre 2019, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 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 30 octobre 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, 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 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2019	2018
Ajustements du résultat net		
Résultat net	4 954	4 955
Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	282	443
Charge d'intérêts nette	625	445
	A	5 861
		5 843
Capital investi – début de la période de 12 mois		
Dette nette	14 345	13 090
Capitaux propres	45 800	45 378
	60 145	58 468
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	15 601	14 345
Capitaux propres	45 184	45 800
	60 785	60 145
Capital moyen investi	B	60 729
		60 146
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	9,7
		9,7
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	1 774
		4 150
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	9,9
		10,4

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾

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 extracôtières 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 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières 2019	2018	Exploration et production 2019	2018	Raffinage et commercialisation 2019	2018	Siège social et éliminations 2019	2018	Total 2019	2018
Résultat net	505	822	219	222	668	932	(357)	(164)	1 035	1 812
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 036	1 077	220	240	209	172	19	15	1 484	1 504
Impôt sur le résultat différé	62	121	19	(30)	19	42	(19)	27	81	160
Charge de désactualisation	54	52	11	12	1	1	—	2	66	67
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	133	(216)	133	(216)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(3)	10	(4)	(16)	(21)	13	—	—	(28)	7
Profit à la cession d'actifs	(3)	(106)	(77)	—	(1)	(1)	—	—	(81)	(107)
Rémunération fondée sur des actions	19	6	2	2	11	7	34	23	66	38
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(105)	(99)	(11)	1	(7)	(7)	—	(1)	(123)	(106)
Autres	41	1	—	12	6	(37)	(5)	4	42	(20)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 606	1 884	379	443	885	1 122	(195)	(310)	2 675	3 139
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie									461	1 231
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									3 136	4 370

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (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	2 255	1 322	1 167	922	2 442	2 392	(630)	(1 063)	5 234	3 573
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	3 088	3 005	702	768	612	500	57	46	4 459	4 319
Impôt sur le résultat différé	(675)	262	(103)	(115)	(42)	91	(96)	42	(916)	280
Charge de désactualisation	167	156	33	36	5	5	—	2	205	199
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(378)	402	(378)	402
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	41	25	3	(52)	76	(5)	—	1	120	(31)
Profit à la cession d'actifs	(13)	(107)	(228)	(162)	(3)	(5)	—	—	(244)	(274)
Rémunération fondée sur des actions	(6)	(6)	(2)	(2)	(8)	(9)	(3)	(12)	(19)	(29)
Prospection	—	—	39	—	—	—	—	—	39	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(285)	(337)	(16)	(15)	(12)	(12)	—	(1)	(313)	(365)
Autres	84	37	(7)	68	—	(32)	1	18	78	91
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	4 656	4 357	1 588	1 448	3 070	2 925	(1 049)	(565)	8 265	8 165
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(148)	(625)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									8 117	7 540

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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.

Flux de trésorerie disponibles et flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant des fonds provenant de l'exploitation, les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif. 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 et 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 ces mesures 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		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Fonds provenant de l'exploitation	2 675	3 139	8 265	8 165
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(1 632)	(1 350)	(4 215)	(4 497)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 043	1 789	4 050	3 668

1) 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. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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, 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 et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 653	1 987	5 440	5 411
Autres produits (pertes)	13	10	42	(22)
Marge non liée au raffinage	(353)	(431)	(1 266)	(1 466)
Marge de raffinage	1 313	1 566	4 216	3 923
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 239	45 465	129 283	122 993
Marge de raffinage (\$/b)	28,35	34,45	32,60	31,90
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	531	519	1 597	1 505
Coûts non liés au raffinage	(305)	(292)	(894)	(854)
Charges d'exploitation de raffinage	226	227	703	651
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 239	45 465	129 283	122 993
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	4,90	5,00	5,45	5,30

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

T3	Trimestre clos le 30 septembre
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 :

- l'engagement continu de Suncor à maximiser le rendement pour ses actionnaires;
- l'attente de Suncor selon laquelle elle continuera de faire évoluer les projets et les investissements destinés à accroître graduellement et durablement ses flux de trésorerie disponibles annuels en investissant de manière stratégique dans l'accroissement de la production tirée des actifs existants et en réduisant les coûts d'exploitation et de maintenance, tout en réalisant des progrès au chapitre de la sécurité, de la fiabilité et du développement durable;
- les énoncés concernant le programme de remplacement des chaudières à coke de la Société, notamment ceux selon lesquels : les unités produiront une injection de vapeur fiable tout en contribuant à l'atteinte de nos objectifs en matière d'environnement et de croissance des flux de trésorerie disponibles; les unités réduiront d'environ 25 % les émissions de gaz à effet de serre produites par l'injection de vapeur à l'usine de base des sables pétrolifères; le coût du projet est estimé à 1,4 G\$, et le projet entrera en service au cours du deuxième semestre de 2023;
- l'attente selon laquelle le projet d'interconnexion des pipelines qui relie l'usine de base des sables pétrolifères de Suncor à Syncrude, dont la mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2020, renforce l'intégration de ces actifs et augmente la fiabilité à Syncrude;
- l'attente selon laquelle le programme de remplacement des chaudières à coke, ainsi que le projet d'interconnexion du pipeline de Syncrude, le programme de transport par camion autonome et la mise en œuvre d'un nouveau procédé de gestion des résidus miniers dégageront environ la moitié des 2 G\$ que Suncor s'est fixés comme objectif en matière de flux de trésorerie disponibles structurels;
- la volonté de Suncor d'assurer une forte croissance économique axée sur le développement durable et le progrès technologique;
- les énoncés concernant l'objectif de Suncor de réduire l'intensité de ses émissions totales de GES de 30 % d'ici 2030 et son intention de continuer à investir dans les nouvelles technologies à faibles émissions de carbone destinées à réduire son bilan carbone;
- l'attente selon laquelle des investissements axés sur les technologies propres, le développement continu d'un réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour véhicules électriques, une participation additionnelle de 50 M\$ dans Enerkem Inc. et l'autorisation du projet d'actifs de cogénération permettront à la Société de réaliser des progrès au chapitre des initiatives technologiques et du développement durable afin de favoriser son virage vers une économie à faibles émissions de carbone;
- 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;
- 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, la cession d'actifs non essentiels et 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 pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne la production totale, la production du secteur Sables pétrolifères, la production de Fort Hills, la production du secteur E&P, la fourchette des ventes de pétrole brut synthétique, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, les redevances pour la côte Est du Canada, ainsi que l'hypothèse de Suncor relative au contexte commercial concernant le Brent Sullom Voe, le WTI à Cushing, le cours au comptant au carrefour AECO, la marge de craquage 2-1-1 au Port de New York et le taux de change \$ CA/\$ US.

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'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	9 803	10 847	28 857	29 981
Autres produits (note 5)	93	16	534	60
	9 896	10 863	29 391	30 041
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 402	3 901	9 309	10 804
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 793	2 645	8 424	7 877
Transport	378	348	1 075	957
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 484	1 504	4 459	4 319
Prospection	15	22	204	73
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 16)	(81)	(107)	(244)	(274)
Charges financières (note 7)	433	85	562	1 190
	8 424	8 398	23 789	24 946
Résultat avant impôt	1 472	2 465	5 602	5 095
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat				
Exigible	356	493	1 284	1 242
Différé (note 15)	81	160	(916)	280
	437	653	368	1 522
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	4	(66)	(144)	99
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Gain actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	55	93	(258)	212
Autres éléments du résultat global	59	27	(402)	311
Total du résultat global	1 094	1 839	4 832	3 884
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)				
Résultat net – de base	0,67	1,12	3,34	2,19
Résultat net – dilué	0,67	1,11	3,34	2,18
Dividendes en trésorerie	0,42	0,36	1,26	1,08

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2019	31 décembre 2018
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 089	2 221
Créances	3 695	3 206
Stocks	3 682	3 159
Impôt sur le résultat à recevoir	147	114
Total de l'actif courant	9 613	8 700
Immobilisations corporelles, montant net (notes 3 et 12)	76 789	74 245
Prospection et évaluation	2 376	2 319
Autres actifs	1 289	1 126
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 058	3 061
Actifs d'impôt différé	210	128
Total de l'actif	93 335	89 579
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	1 643	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	229
Tranche courante des obligations locatives à long terme (note 3)	297	—
Dettes fournisseurs et charges à payer	6 284	5 647
Tranche courante des provisions	709	667
Impôt à payer	1 126	535
Total du passif courant	10 059	10 309
Dette à long terme	13 098	13 890
Obligations locatives à long terme (note 3)	2 652	—
Autres passifs à long terme	2 742	2 346
Provisions (note 11)	8 491	6 984
Impôt sur le résultat différé (note 15)	11 109	12 045
Capitaux propres	45 184	44 005
Total du passif et des capitaux propres	93 335	89 579

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2019	2018	2019	2018
Activités d'exploitation				
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 484	1 504	4 459	4 319
Charge (recouvrement) d'impôt différé	81	160	(916)	280
Charge de désactualisation	66	67	205	199
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	133	(216)	(378)	402
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(28)	7	120	(31)
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 16)	(81)	(107)	(244)	(274)
Rémunération fondée sur des actions	66	38	(19)	(29)
Prospection	—	—	39	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(123)	(106)	(313)	(365)
Autres	42	(20)	78	91
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	461	1 231	(148)	(625)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 136	4 370	8 117	7 540
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 516)	(1 206)	(3 783)	(4 259)
Acquisitions (notes 13 et 14)	—	(14)	—	(1 205)
Produit de la cession d'actifs (note 16)	96	48	262	52
Autres placements (note 16)	(35)	(32)	(134)	(116)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	389	(98)	383	290
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 066)	(1 302)	(3 272)	(5 238)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(572)	(1 230)	(1 527)	749
(Diminution) augmentation nette de la dette à long terme	—	(19)	557	(54)
Palements au titre de l'obligation locative	(88)	—	(230)	—
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	18	26	59	282
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(756)	(889)	(1 822)	(1 887)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	(2)	(6)	(4)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(650)	(582)	(1 970)	(1 759)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 050)	(2 696)	(4 939)	(2 673)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	20	372	(94)	(371)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	8	(23)	(38)	31
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 061	1 983	2 221	2 672
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 089	2 332	2 089	2 332
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	133	88	639	501
Impôt sur le résultat payé (reçu)	482	(2)	880	662

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	—	—	—	3 573	3 573	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	99	—	99	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 78 \$	—	—	—	212	212	—
Total du résultat global	—	—	99	3 785	3 884	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	354	(72)	—	—	282	7 833
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(609)	—	—	(1 278)	(1 887)	(37 700)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	(38)	—	—	(103)	(141)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	38	—	—	38	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 759)	(1 759)	—
30 septembre 2018	26 313	533	908	18 046	45 800	1 611 116
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	—	—	—	5 234	5 234	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(144)	—	(144)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 89 \$	—	—	—	(258)	(258)	—
Total du résultat global	—	—	(144)	4 976	4 832	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	76	(16)	—	—	60	1 737
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(722)	—	—	(1 100)	(1 822)	(44 158)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	17	—	—	6	23	—
Rémunération fondée sur des actions	—	42	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 970)	(1 970)	—
30 septembre 2019	25 281	566	932	18 405	45 184	1 542 063

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 – 6 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 – un jugement étant exercé afin de déterminer la durée des contrats de location pour lesquels la Société a une option de renouvellement – 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 SECTORIELLE¹⁾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 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères 2019	2018	Exploration et production 2019	2018	Raffinage et commercialisation 2019	2018	Siège social et éliminations 2019	2018	Total 2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 472	3 498	746	949	5 912	6 722	5	4	10 135	11 173
Produits intersectoriels	1 129	1 317	—	—	17	30	(1 146)	(1 347)	—	—
Moins les redevances	(235)	(161)	(97)	(165)	—	—	—	—	(332)	(326)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 366	4 654	649	784	5 929	6 752	(1 141)	(1 343)	9 803	10 847
Autres produits (pertes)	63	21	15	(8)	13	10	2	(7)	93	16
	4 429	4 675	664	776	5 942	6 762	(1 139)	(1 350)	9 896	10 863
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	284	378	—	—	4 276	4 765	(1 158)	(1 242)	3 402	3 901
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 009	1 855	129	127	531	519	124	144	2 793	2 645
Transport	344	308	19	20	30	36	(15)	(16)	378	348
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 037	1 077	220	240	209	172	18	15	1 484	1 504
Prospection	2	3	13	19	—	—	—	—	15	22
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	(3)	(106)	(77)	—	(1)	(1)	—	—	(81)	(107)
Charges financières (produits financiers)	94	62	20	17	6	(2)	313	8	433	85
	3 767	3 577	324	423	5 051	5 489	(718)	(1 091)	8 424	8 398
Résultat net avant impôt	662	1 098	340	353	891	1 273	(421)	(259)	1 472	2 465
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	95	155	102	161	204	299	(45)	(122)	356	493
Différé	62	121	19	(30)	19	42	(19)	27	81	160
	157	276	121	131	223	341	(64)	(95)	437	653
Résultat net	505	822	219	222	668	932	(357)	(164)	1 035	1 812
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 000	770	293	245	202	180	21	11	1 516	1 206

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.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (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	10 676	9 671	2 677	3 098	16 694	18 037	19	19	30 066	30 825
Produits intersectoriels	3 246	2 923	—	—	65	74	(3 311)	(2 997)	—	—
Moins les redevances	(774)	(331)	(435)	(513)	—	—	—	—	(1 209)	(844)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	13 148	12 263	2 242	2 585	16 759	18 111	(3 292)	(2 978)	28 857	29 981
Autres produits (pertes)	74	89	410	(66)	42	(22)	8	59	534	60
	13 222	12 352	2 652	2 519	16 801	18 089	(3 284)	(2 919)	29 391	30 041
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	961	1 048	—	—	11 319	12 700	(2 971)	(2 944)	9 309	10 804
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	6 042	5 579	391	352	1 597	1 505	394	441	8 424	7 877
Transport	968	825	59	66	86	106	(38)	(40)	1 075	957
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	3 089	3 005	702	768	612	500	56	46	4 459	4 319
Prospection	114	30	90	43	—	—	—	—	204	73
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	(13)	(107)	(228)	(162)	(3)	(5)	—	—	(244)	(274)
Charges financières	237	218	48	29	33	9	244	934	562	1 190
	11 398	10 598	1 062	1 096	13 644	14 815	(2 315)	(1 563)	23 789	24 946
Résultat net avant impôt	1 824	1 754	1 590	1 423	3 157	3 274	(969)	(1 356)	5 602	5 095
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	244	170	526	616	757	791	(243)	(335)	1 284	1 242
Différé	(675)	262	(103)	(115)	(42)	91	(96)	42	(916)	280
	(431)	432	423	501	715	882	(339)	(293)	368	1 522
Résultat net	2 255	1 322	1 167	922	2 442	2 392	(630)	(1 063)	5 234	3 573
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	2 440	2 883	789	661	504	667	50	48	3 783	4 259

- 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 septembre (en millions de dollars)	2019			2018		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	3 308	—	3 308	3 554	—	3 554
Bitume	1 293	—	1 293	1 261	—	1 261
	4 601	—	4 601	4 815	—	4 815
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	393	352	745	488	458	946
Gaz naturel	—	1	1	—	3	3
	393	353	746	488	461	949
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 704	—	2 704	3 120	—	3 120
Distillat	2 401	—	2 401	2 696	—	2 696
Autres	824	—	824	936	—	936
	5 929	—	5 929	6 752	—	6 752
Siège social et éliminations						
	(1 141)	—	(1 141)	(1 343)	—	(1 343)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	9 782	353	10 135	10 712	461	11 173

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	2019			2018		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	10 246	—	10 246	9 423	—	9 423
Bitume	3 676	—	3 676	3 171	—	3 171
	13 922	—	13 922	12 594	—	12 594
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 391	1 282	2 673	1 454	1 631	3 085
Gaz naturel	—	4	4	3	10	13
	1 391	1 286	2 677	1 457	1 641	3 098
Raffinage et commercialisation						
Essence	7 470	—	7 470	8 428	—	8 428
Distillat	7 039	—	7 039	7 220	—	7 220
Autres	2 250	—	2 250	2 463	—	2 463
	16 759	—	16 759	18 111	—	18 111
Siège social et éliminations						
	(3 292)	—	(3 292)	(2 978)	—	(2 978)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	28 780	1 286	30 066	29 184	1 641	30 825

- 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Activités de négociation de l'énergie				
Profits latents comptabilisés en résultat net	49	70	159	91
Pertes à l'évaluation des stocks	(11)	(30)	(46)	(11)
Activités de gestion des risques ¹⁾	44	(21)	(2)	(90)
Produit financier et produits d'intérêts	36	9	86	15
Produit d'assurance ²⁾	—	—	397	33
Autres	(25)	(12)	(60)	22
	93	16	534	60

- 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2019 comprennent les produits d'assurance liés aux actifs en Libye dans le secteur Exploration et production (note 16) alors que pour les périodes de neuf mois closes en septembre 2019 et en septembre 2018, ils comprennent les produits d'assurance liés à Syncrude dans le secteur Sables pétrolifères.

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 30 septembre 2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	9	8	42	38
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	58	36	211	277
	67	44	253	315

7. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Intérêts sur la dette	205	230	617	673
Intérêts sur les obligations locatives (note 3)	42	—	130	—
Intérêts incorporés à l'actif	(29)	(26)	(85)	(128)
Charges d'intérêts	218	204	662	545
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	13	14	41	42
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	14	45	43
Charge de désactualisation	66	67	205	199
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	133	(216)	(378)	402
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	(12)	2	(13)	(41)
	433	85	562	1 190

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		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 552	1 620	1 566	1 631
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	2	8	3	7
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 554	1 628	1 569	1 638
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,67	1,12	3,34	2,19
Résultat dilué par action	0,67	1,11	3,34	2,18

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 troisième trimestre de 2019, la Société a racheté 19,2 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2019 au prix moyen de 39,38 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 756 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	19 206	16 841	44 158	37 700
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	316	272	722	609
Résultats non distribués	440	617	1 100	1 278
Coût des rachats d'actions	756	889	1 822	1 887

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 septembre 2019	31 décembre 2018
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	94	111
Résultats non distribués	146	152
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	240	263

10. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments 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	(195)	(36)	(231)
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net pour l'exercice (note 5)	159	(2)	157
Juste valeur des contrats en cours au 30 septembre 2019	(35)	21	(14)

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 septembre 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 septembre 2019, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	14	74	—	88
Dettes fournisseurs	(28)	(74)	—	(102)
	(14)	—	—	(14)

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

Instruments financiers non dérivés

Au 30 septembre 2019, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 13,1 G\$ (12,9 G\$ au 31 décembre 2018) et sa juste valeur, à 16,3 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 1,5 G\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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 3,10 % (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 pipelines, 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 septembre 2019
Immobilisations corporelles, montant net – compte non tenu des actifs au titre de droits d'utilisation	73 863
Actifs au titre de droits d'utilisation	2 926
	76 789

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	123
Écarts de change	(3)
30 septembre 2019	3 446
Provision cumulée	
1 ^{er} janvier 2019	267
Amortissement	253
30 septembre 2019	520
Actifs au titre du droit d'utilisation, montant net	
1 ^{er} janvier 2019	3 059
30 septembre 2019	2 926

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 182 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 11 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 septembre 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 30,89 G\$ et un bénéfice net consolidé de 3,58 G\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 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

Au troisième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Exploration et production, un profit sur la vente de 65 M\$ (48 M\$ après impôt) lié à la vente de ses actifs non essentiels en Australie.

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\$.

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.

DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION COMPLÉMENTAIRES

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et autres produits	9 896	10 098	9 397	8 945	10 863	29 391	30 041	38 986
Résultat net^{A)}								
Sables pétrolifères	505	1 561	189	(377)	822	2 255	1 322	945
Exploration et production	219	456	492	(115)	222	1 167	922	807
Raffinage et commercialisation	668	765	1 009	762	932	2 442	2 392	3 154
Siège social et éliminations	(357)	(53)	(220)	(550)	(164)	(630)	(1 063)	(1 613)
Total	1 035	2 729	1 470	(280)	1 812	5 234	3 573	3 293
Résultat d'exploitation^{A)B)}								
Sables pétrolifères	505	651	189	(377)	762	1 345	1 262	885
Exploration et production	171	247	492	108	222	910	789	897
Raffinage et commercialisation	668	677	1 009	762	932	2 354	2 392	3 154
Siège social et éliminations	(230)	(322)	(481)	87	(359)	(1 033)	(711)	(624)
Total	1 114	1 253	1 209	580	1 557	3 576	3 732	4 312
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)B)}								
Sables pétrolifères	1 606	1 866	1 184	607	1 884	4 656	4 357	4 964
Exploration et production	379	507	702	331	443	1 588	1 448	1 779
Raffinage et commercialisation	885	932	1 253	873	1 122	3 070	2 925	3 798
Siège social et éliminations	(195)	(300)	(554)	196	(310)	(1 049)	(565)	(369)
Total	2 675	3 005	2 585	2 007	3 139	8 265	8 165	10 172
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	461	428	(1 037)	1 033	1 231	(148)	(625)	408
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	3 136	3 433	1 548	3 040	4 370	8 117	7 540	10 580
Par action ordinaire								
Résultat net – de base	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,12	3,34	2,19	2,03
Résultat d'exploitation – de base ^{B)}	0,72	0,80	0,77	0,36	0,96	2,28	2,29	2,65
Dividendes en trésorerie – de base	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	1,26	1,08	1,44
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{B)}	1,72	1,92	1,64	1,26	1,94	5,28	5,01	6,27
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation – de base	2,02	2,19	0,98	1,90	2,70	5,19	4,62	6,54
Rendement du capital investi^{B)}								
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	9,9	10,6	8,3	8,2	10,4			
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	9,7	10,4	8,2	8,0	9,7			

A) Les données comparatives de 2018 ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. Les activités de négociation de l'énergie sont dorénavant comprises dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, les résultats des activités de négociation de l'énergie de Suncor étaient comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

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.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

		Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	670,0	692,2	657,2	740,8	651,7	673,1	591,0	628,6
Activités du secteur Sables pétrolifères								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	317,0	295,5	341,2	273,4	330,1	317,8	282,7	280,3
Bitume non valorisé	105,2	118,7	55,4	159,3	146,0	93,3	130,9	138,0
Production du secteur Sables pétrolifères	422,2	414,2	396,6	432,7	476,1	411,1	413,6	418,3
Production de bitume (kb/j)								
Activités minières	301,0	300,5	267,8	278,3	323,4	289,8	252,2	258,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	194,6	168,4	189,4	197,2	211,0	184,1	206,2	204,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	23,1	36,3	35,2	37,0	37,1	31,5	35,6	36,0
Total de la production de bitume	518,7	505,2	492,4	512,5	571,5	505,4	494,0	498,8
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	116,1	118,3	113,7	110,2	129,5	116,0	91,3	96,1
Diesel	20,1	25,2	29,0	27,6	34,7	24,7	29,2	28,8
Brut léger sulfureux	184,6	165,0	182,4	150,7	162,8	177,3	166,6	162,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	320,8	308,5	325,1	288,5	327,0	318,0	287,1	287,5
Bitume non valorisé	110,2	115,1	53,2	172,0	131,4	93,0	121,2	134,0
Ventes	431,0	423,6	378,3	460,5	458,4	411,0	408,3	421,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes ^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	25,65	26,80	27,15	22,80	21,05	26,60	24,20	23,85
Gaz naturel	0,95	1,00	2,80	1,70	0,95	1,50	1,30	1,40
	26,60	27,80	29,95	24,50	22,00	28,10	25,50	25,25
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières ^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	24,70	25,55	27,80	23,65	20,35	25,95	25,35	25,20
Gaz naturel	0,20	0,30	1,00	0,35	0,15	0,50	0,35	0,35
	24,90	25,85	28,80	24,00	20,50	26,45	25,70	25,55
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités <i>in situ</i> ^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	6,90	7,15	6,10	5,75	6,20	6,65	6,30	6,15
Gaz naturel	1,55	1,60	3,80	2,55	1,85	2,35	2,20	2,30
	8,45	8,75	9,90	8,30	8,05	9,00	8,50	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				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères								
Fort Hills								
Production de bitume (kb/j)	85,5	89,3	78,4	98,5	69,4	84,4	56,9	67,4
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	—	—	—	(1,7)	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	85,5	89,3	78,4	98,5	69,4	84,4	55,2	66,1
Ventes de bitume (kb/j)	91,6	82,0	78,7	94,6	61,6	84,1	44,8	57,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	23,65	21,80	27,70	23,85	32,55	24,25	33,60	30,00
Gaz naturel	0,60	0,70	1,90	1,00	0,90	1,05	1,30	1,20
	24,25	22,50	29,60	24,85	33,45	25,30	34,90	31,20
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	162,3	188,7	182,2	209,6	106,2	177,6	122,2	144,2
Production de bitume (kb/j)	194,4	228,5	210,6	240,7	130,9	211,2	148,8	172,0
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	165,3	191,4	186,0	206,3	107,2	180,9	121,7	143,0
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	39,80	34,40	35,55	30,85	62,80	36,45	55,00	46,15
Gaz naturel	0,70	0,50	1,50	0,90	1,05	0,90	1,25	1,10
	40,50	34,90	37,05	31,75	63,85	37,35	56,25	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)

		Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{B)C)}	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Bitume (\$/b)								
Prix moyen obtenu	48,64	54,03	48,37	7,96	42,03	50,81	40,88	30,22
Redevances	(1,98)	(2,96)	(1,37)	(0,06)	(3,20)	(2,27)	(2,47)	(1,70)
Frais de transport	(6,43)	(5,77)	(6,78)	(5,53)	(5,41)	(6,22)	(5,23)	(5,52)
Charges d'exploitation nettes	(8,07)	(8,86)	(8,56)	(7,61)	(7,01)	(8,49)	(7,68)	(7,68)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	32,16	36,44	31,66	(5,24)	26,41	33,83	25,50	15,32
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)								
Prix moyen obtenu	72,45	78,67	69,34	46,07	86,71	73,41	82,32	73,07
Redevances	(2,17)	(2,98)	(1,38)	(0,91)	(2,70)	(2,17)	(1,98)	(1,63)
Frais de transport	(4,34)	(3,70)	(4,44)	(3,63)	(3,76)	(4,17)	(4,26)	(4,10)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(22,64)	(26,94)	(23,87)	(23,72)	(20,49)	(24,46)	(24,14)	(24,04)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(5,10)	(6,39)	(5,11)	(6,49)	(5,03)	(5,51)	(6,26)	(6,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	38,20	38,66	34,54	11,32	54,73	37,10	45,68	36,98
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)								
Prix moyen obtenu	66,36	71,98	66,39	31,84	73,90	68,30	70,02	59,46
Redevances	(2,12)	(2,98)	(1,38)	(0,59)	(2,84)	(2,19)	(2,13)	(1,70)
Frais de transport	(4,87)	(4,26)	(4,77)	(4,34)	(4,23)	(4,63)	(4,55)	(4,55)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(22,71)	(26,68)	(26,11)	(21,78)	(20,21)	(25,10)	(23,66)	(23,15)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	36,66	38,06	34,13	5,13	46,62	36,38	39,68	30,06
Fort Hills (\$/b)								
Prix moyen obtenu	60,51	70,71	62,92	30,57	64,33	64,57	61,24	48,48
Redevances	(1,70)	(1,27)	(1,43)	(1,41)	(3,07)	(1,48)	(1,86)	(1,67)
Frais de transport	(12,01)	(13,61)	(12,97)	(10,31)	(10,90)	(12,83)	(9,80)	(10,01)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(22,75)	(24,43)	(25,17)	(28,79)	(30,69)	(24,04)	(31,39)	(30,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	24,05	31,40	23,35	(9,94)	19,67	26,22	18,19	6,48
Syncrude (\$/b)								
Prix moyen obtenu	74,67	79,74	68,36	48,07	89,50	74,33	83,69	70,68
Redevances	(9,17)	(12,59)	(8,09)	(1,53)	(2,49)	(10,02)	(2,11)	(1,90)
Frais de transport	(0,60)	(0,42)	(0,46)	(0,36)	(0,70)	(0,49)	(0,57)	(0,49)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(33,80)	(28,73)	(31,53)	(28,33)	(62,61)	(31,24)	(52,51)	(43,81)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	31,10	38,00	28,28	17,85	23,70	32,58	28,50	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)

		Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Exploration et production								
Total des volumes de ventes (kbep/j)	92,5	106,1	111,8	83,1	96,5	103,4	109,4	102,8
Production totale (kbep/j)	92,3	111,7	107,1	90,2	92,1	103,6	107,9	103,4
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
Côte Est du Canada								
Terra Nova (kb/j)	13,9	11,3	13,2	9,5	8,6	12,8	12,5	11,7
Hibernia (kb/j)	5,9	23,8	25,7	19,0	17,9	18,4	23,2	22,1
White Rose (kb/j)	6,2	3,2	1,1	3,7	8,0	3,5	7,6	6,6
Hebron (kb/j)	23,6	23,6	18,3	15,7	14,4	21,9	12,1	13,0
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	—	—	—	—	—	0,7	0,5
	49,6	61,9	58,3	47,9	48,9	56,6	56,1	53,9
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	29,2	35,0	36,7	27,7	29,6	33,6	36,4	34,2
Golden Eagle (kbep/j)	8,7	8,2	10,2	10,7	12,0	9,0	12,9	12,4
Royaume-Uni (kbep/j)	37,9	43,2	46,9	38,4	41,6	42,6	49,3	46,6
Norvège – Oda (kbep/j)	2,7	4,0	0,2	—	—	2,3	—	—
Libye (kb/j) ³⁾	2,1	2,6	1,7	3,9	1,6	2,1	2,5	2,9
	42,7	49,8	48,8	42,3	43,2	47,0	51,8	49,5
Revenus nets^{B)C)}								
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	81,25	92,42	86,16	76,19	99,50	86,82	93,39	90,04
Redevances	(6,54)	(13,65)	(19,75)	(5,04)	(18,75)	(13,68)	(15,31)	(13,31)
Frais de transport	(1,86)	(1,94)	(1,56)	(2,71)	(2,28)	(1,78)	(2,11)	(2,22)
Charges d'exploitation	(16,49)	(10,96)	(15,63)	(23,71)	(16,06)	(14,29)	(12,19)	(14,43)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	56,36	65,87	49,22	44,73	62,41	57,07	63,78	60,08
Royaume-Uni (\$/bep)								
Prix moyen obtenu	77,15	90,13	85,40	85,31	94,28	84,52	90,10	89,10
Frais de transport	(1,97)	(2,24)	(2,22)	(2,14)	(2,22)	(2,15)	(2,19)	(2,18)
Charges d'exploitation	(5,29)	(7,08)	(5,09)	(8,94)	(6,04)	(5,82)	(5,57)	(6,27)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	69,89	80,81	78,09	74,23	86,02	76,55	82,34	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)

		Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	572,0	508,1	542,8	530,6	565,5	541,0	526,3	527,4
Pétrole brut traité (kb/j)	463,7	399,1	444,9	467,9	457,2	436,0	418,3	430,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	100	86	96	101	99	94	91	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	28,35	33,45	36,35	41,50	34,45	32,60	31,90	34,50
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	4,90	5,90	5,60	5,45	5,00	5,45	5,30	5,35
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	122,9	114,1	120,6	117,8	122,0	119,2	117,8	117,8
Distillat	107,4	98,2	103,1	100,2	96,7	102,9	94,3	95,8
Total des ventes de carburants de transport	230,3	212,3	223,7	218,0	218,7	222,1	212,1	213,6
Produits pétrochimiques	9,4	12,5	12,8	10,3	9,0	11,6	11,6	11,3
Asphalte	21,6	12,7	12,6	15,2	20,5	15,6	15,6	15,5
Autres	21,1	14,6	27,5	25,7	26,5	21,0	26,0	26,0
Total des ventes de produits raffinés	282,4	252,1	276,6	269,2	274,7	270,3	265,3	266,4
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	209,5	170,0	216,2	221,0	211,6	198,6	203,8	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	77	97	100	95	89	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	133,9	121,2	126,1	127,8	139,0	127,1	127,9	127,8
Distillat	123,4	107,9	118,7	109,5	121,0	116,7	107,0	107,6
Total des ventes de carburants de transport	257,3	229,1	244,8	237,3	260,0	243,8	234,9	235,4
Asphalte	18,1	11,4	7,5	11,3	16,1	12,4	13,9	13,3
Autres	14,2	15,5	13,9	12,8	14,7	14,5	12,2	12,3
Total des ventes de produits raffinés	289,6	256,0	266,2	261,4	290,8	270,7	261,0	261,0
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	254,2	229,1	228,7	246,9	245,6	237,4	214,5	222,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	106	95	95	103	102	99	89	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 septembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	588	2 213	2 801	705	1 118	(23)	4 601
Autres produits (pertes)	—	35	35	—	7	21	63
Achats de pétrole brut et de produits	(87)	(22)	(109)	(171)	(3)	(1)	(284)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(8)	(88)	(96)	(24)	(7)		
Montant brut réalisé	493	2 138	2 631	510	1 115		
Redevances	(20)	(64)	(84)	(14)	(137)	—	(235)
Frais de transport	(65)	(159)	(224)	(105)	(15)	—	(344)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	31	31	4	6		
Frais de transport nets	(65)	(128)	(193)	(101)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(116)	(1 060)	(1 176)	(224)	(629)	20	(2 009)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	34	242	276	32	125		
Charges d'exploitation nettes	(82)	(818)	(900)	(192)	(504)		
Marge brute	326	1 128	1 454	203	465		
Volumes de ventes (kb)	10 139	29 503	39 642	8 428	14 930		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,16	38,20	36,66	24,05	31,10		

Pour le trimestre 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	720	2 301	3 021	760	1 380	(21)	5 140
Autres produits	—	—	—	(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 (perte) 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		

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 31 mars 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	277	2 158	2 435	627	1 143	(24)	4 181
Autres (pertes) produits	—	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	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	405	1 326	1 731	508	940	(30)	3 149
Autres produits (pertes)	—	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 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 (perte) 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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 585	6 672	8 257	2 092	3 641	(68)	13 922
Autres (pertes) produits	—	59	59	(45)	15	45	74
Achats de pétrole brut et de produits	(289)	(99)	(388)	(534)	(36)	(3)	(961)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(6)	(257)	(263)	(30)	(15)		
Montant brut réalisé	1 290	6 375	7 665	1 483	3 605		
Redevances	(58)	(188)	(246)	(34)	(486)	(8)	(774)
Frais de transport	(157)	(458)	(615)	(312)	(41)	—	(968)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	95	95	18	16		
Frais de transport nets	(157)	(363)	(520)	(294)	(25)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(296)	(3 261)	(3 557)	(673)	(1 873)	61	(6 042)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	80	660	740	121	360		
Charges d'exploitation nettes	(216)	(2 601)	(2 817)	(552)	(1 513)		
Marge brute	859	3 223	4 082	603	1 581		
Volumes de ventes (kb)	25 397	86 841	112 238	22 966	48 479		
Revenus d'exploitation nets par baril	33,83	37,10	36,38	26,22	32,58		

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 la période de neuf mois close 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	2 004	6 676	8 680	1 167	2 825	(78)	12 594
Autres (pertes) produits	(2)	(19)	(21)	(14)	43	81	89
Achats de pétrole brut et de produits	(626)	(63)	(689)	(337)	(34)	12	(1 048)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(24)	(142)	(166)	(67)	(40)		
Montant brut réalisé	1 352	6 452	7 804	749	2 794		
Redevances	(83)	(155)	(238)	(23)	(70)	—	(331)
Frais de transport	(173)	(426)	(599)	(191)	(35)	—	(825)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	93	93	71	16		
Frais de transport nets	(173)	(333)	(506)	(120)	(19)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(359)	(2 841)	(3 200)	(541)	(1 904)	66	(5 579)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	106	457	563	157	153		
Charges d'exploitation nettes	(253)	(2 384)	(2 637)	(384)	(1 751)		
Marge (perte) brute	843	3 580	4 423	222	954		
Volumes de ventes (kb)	33 078	78 371	111 449	12 221	33 297		
Revenus d'exploitation nets par baril	25,50	45,68	39,68	18,19	28,50		

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		

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 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 sept. 2019	30 sept. 2018	Période de 12 mois close le 31 déc. 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	629	625	619	619	635	1 873	1 904	2 523
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(24)	(26)	(12)	(7)	(11)	(62)	(26)	(33)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	605	599	607	612	624	1 811	1 878	2 490
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	14 930	17 169	16 380	19 286	9 769	48 479	33 297	52 583
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	40,50	34,90	37,05	31,75	63,85	37,35	56,25	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 septembre 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	269	393	84	746
Redevances	—	(32)	(65)	(97)
Frais de transport	(7)	(9)	(3)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(22)	(93)	(14)	(129)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	13		
Montant brut réalisé	244	272		
Volumes de ventes (kbep)	3 488	4 832		
Revenus d'exploitation nets par baril	69,89	56,36		

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		

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 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		

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		

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 la période de neuf mois close le 30 septembre 2019	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	983	1 391	303	2 677
Redevances	—	(219)	(216)	(435)
Frais de transport	(25)	(29)	(5)	(59)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(80)	(267)	(44)	(391)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	13	38		
Montant brut réalisé	891	914		
Volumes de ventes (kbep)	11 628	16 014		
Revenus d'exploitation nets par baril	76,55	57,07		

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 214	1 450	434	3 098
Redevances	—	(238)	(275)	(513)
Frais de transport	(29)	(33)	(4)	(66)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(89)	(227)	(36)	(352)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	14	38		
Montant brut réalisé	1 110	990		
Volumes de ventes (kbep)	13 475	15 525		
Revenus d'exploitation nets par baril	82,34	63,78		

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 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 sept. 2019	30 sept. 2018	Période de 12 mois close le 31 déc. 2018
		Trimestres clos les						
Marge brute ¹¹⁾	1 653	1 647	2 140	1 711	1 987	5 440	5 411	7 122
Autres produits (pertes)	13	14	15	90	10	42	(22)	68
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(353)	(326)	(587)	115	(431)	(1 266)	(1 466)	(1 351)
Marge de raffinage ^{B)}	1 313	1 335	1 568	1 916	1 566	4 216	3 923	5 839
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	46 239	39 901	43 143	46 145	45 465	129 283	122 993	169 138
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	28,35	33,45	36,35	41,50	34,45	32,60	31,90	34,50
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	(4)	7	(333)	444	—	(330)	(107)	337
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{B)}	1 309	1 342	1 235	2 360	1 566	3 886	3 816	6 176
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{B)}	28,30	33,65	28,65	51,15	34,45	30,05	31,05	36,50
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	531	530	536	538	519	1 597	1 505	2 043
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(305)	(295)	(294)	(288)	(292)	(894)	(854)	(1 142)
Charges d'exploitation de raffinage	226	235	242	250	227	703	651	901
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	46 239	39 901	43 143	46 145	45 465	129 283	122 993	169 138
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	4,90	5,90	5,60	5,45	5,00	5,45	5,30	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

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables 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.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) 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.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétroliers, la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétroliers 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.
- 7) 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.
- 8) 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.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye.
- 10) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 11) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 12) Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol.
- 13) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 14) Reflète les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation 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