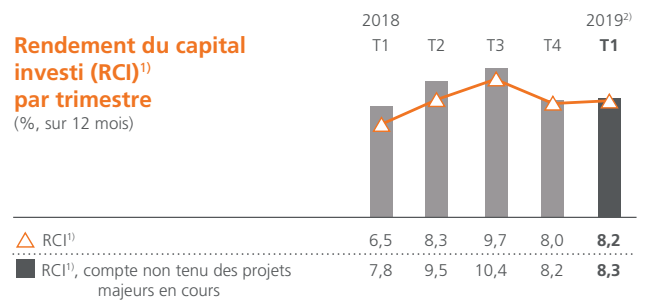
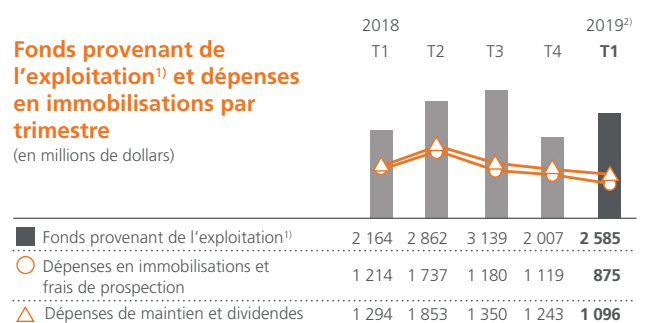
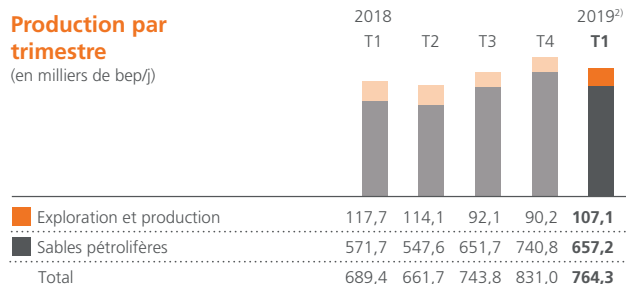
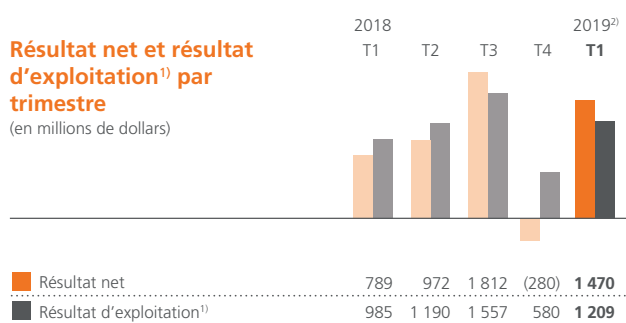


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE PREMIER TRIMESTRE DE 2019

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 daté du 1^{er} mai 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 pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« Le modèle intégré de Suncor a constamment généré des résultats positifs malgré la variation des conditions de marché, y compris les réductions obligatoires de la production en Alberta, et le premier trimestre de 2019 ne fait pas exception, a déclaré Mark Little, président et chef de l'exploitation. Les fonds provenant de l'exploitation ont augmenté de 2,6 G\$ au cours du premier trimestre de 2019 alors que nous poursuivons l'exécution de notre stratégie à long terme. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,585 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019, contre 2,164 G\$ (1,32 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 1,548 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019, comparativement à 724 M\$ (0,44 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'incidence de la hausse du prix des marchandises sur les créances et les stocks.
- Le résultat d'exploitation¹⁾ s'est établi à 1,209 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire), et la Société a enregistré un résultat net de 1,470 G\$ (0,93 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019, contre un résultat d'exploitation de 985 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire) et un résultat net de 789 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le secteur Raffinage et commercialisation a généré des fonds provenant de l'exploitation et un résultat d'exploitation records respectivement de 1,253 G\$ et de 1,009 G\$.
- Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 657 200 b/j, contre 571 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'accroissement de la production est attribuable à l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills et à l'augmentation de l'utilisation de l'actif à Syncrude, laquelle a atteint 90 %. Ces facteurs ont plus que contrebalancé les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta.
- Du côté des activités d'exploitation de sables pétrolifères, l'usine de valorisation a affiché un taux d'utilisation de 98 % et la production de pétrole brut synthétique s'est élevée à 341 200 b/j, et ce, malgré l'incidence des réductions obligatoires de la production de la production de bitume.
- La production de Hebron au premier trimestre a atteint 18 300 b/j, nets pour la Société, et elle a continué d'augmenter une fois le forage du cinquième puits de production achevé au cours du trimestre.
- Les premiers barils de pétrole issus du projet Oda mené au large des côtes de la Norvège ont été produits au premier trimestre de 2019.
- La Société a distribué 662 M\$ en dividendes aux actionnaires et racheté des actions ordinaires pour un montant de 514 M\$ au cours du premier trimestre de 2019.



- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 6 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Comprend l'incidence de la réduction obligatoire de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta.

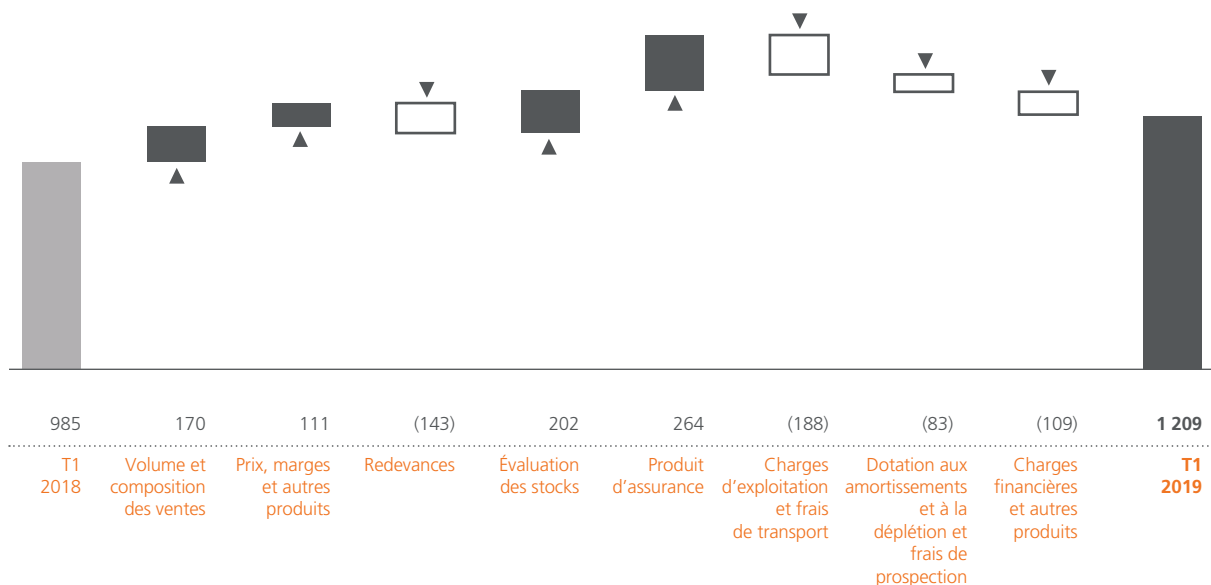
Résultats financiers

Résultat d'exploitation

Pour le premier trimestre de 2019, le résultat d'exploitation s'est établi à 1,209 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire), en comparaison de 985 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et il tient compte de l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement d'Alberta et d'un produit d'assurance après impôt de 264 M\$ ayant trait aux actifs de la Société en Libye. Il reflète également l'incidence favorable d'un profit découlant de l'évaluation des stocks lié à l'amélioration des prix du pétrole brut, de la hausse globale de la production en amont et des volumes de ventes de cette production, du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et des importantes ventes issues des actifs de raffinage de la Société. Ces facteurs ont été contrebalancés par la baisse des cours de référence du brut WTI et par l'augmentation globale des charges d'exploitation et des frais de transport qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills, de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise en partie au cours du premier trimestre de 2018. Le résultat d'exploitation a également subi l'incidence défavorable de la hausse des redevances qui a découlé de l'amélioration des prix du bitume et de l'augmentation de la production de bitume.

Dans l'ensemble, l'évaluation des stocks de pétrole brut et de produits raffinés a eu une incidence positive nette de 288 M\$ sur le résultat d'exploitation du premier trimestre de 2019, contre une incidence positive nette de 86 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation découle de l'ajustement favorable de la valeur des stocks lié à la méthode d'évaluation selon le premier entré, premier sorti (« PEPS ») qui a résulté de la consommation de charges d'alimentation en brut moins coûteuses dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), partiellement contrebalancé par le report d'un profit sur les ventes intersectorielles du secteur Sables pétrolifères au secteur R&C restant dans les stocks, qui a été comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations.

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 1,470 G\$ (0,93 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019, contre un résultat net de 789 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre les facteurs relatifs au résultat d'exploitation présentés ci-dessus, le résultat net du premier trimestre de 2019 comprend un profit de change latent après impôt de 261 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 329 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt hors trésorerie de 133 M\$ dans le secteur Exploration et production (« E&P ») lié à l'échange d'actifs avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») dans le cadre duquel la Société a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique. La participation de la Société dans

Canbriam a ensuite été réduite à néant au quatrième trimestre de 2018 en conséquence de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.

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 2,585 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019, comparativement à 2,164 G\$ (1,32 \$ par action ordinaire) au premier 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 1,548 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019, comparativement à 724 M\$ (0,44 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'incidence de la hausse du prix des marchandises sur les créances et les stocks. En plus des éléments susmentionnés à l'égard des fonds provenant de l'exploitation, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont été influencés par le recours moindre à la trésorerie des soldes du fonds de roulement hors trésorerie de la Société au cours du trimestre à l'étude, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette situation s'explique par une diminution de l'impôt payé et d'une hausse moins élevée de la valeur des stocks de la Société, alors que le trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une importante hausse des stocks de produits en vue des travaux de révision complets de la raffinerie d'Edmonton au deuxième trimestre de 2018.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 764 300 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le premier trimestre de 2019, comparativement à 689 400 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse étant principalement attribuable à l'accroissement de la production de Fort Hills, à l'amélioration de la fiabilité des actifs de Syncrude ainsi qu'à l'accroissement des activités de Hebron. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence des réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta, lesquelles sont entrées en vigueur au début de l'exercice.

« Nos usines de valorisation ont fait montre d'une excellente fiabilité tout au long du premier trimestre et nos activités de raffinage ont généré leurs meilleurs résultats au titre des fonds provenant de l'exploitation à ce jour, ce qui illustre la résilience des flux de trésorerie et la flexibilité d'exploitation de Suncor lorsqu'elle est confrontée à des enjeux qui influent sur l'ensemble du secteur », a déclaré Mark Little.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 396 600 b/j au premier trimestre de 2019, contre 404 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse s'explique par les réductions obligatoires de la production, lesquelles se sont répercutées principalement sur la production de bitume non valorisé de la Société, cette dernière ayant réorienté sa production pour l'axer sur une production de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. L'usine de valorisation a affiché un taux d'utilisation de 98 % pour le premier trimestre de 2019, contre un taux de 80 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des pannes causées par les conditions météorologiques. Le taux d'utilisation plus élevé des installations de valorisation a entraîné une diminution de la production totale du secteur Sables pétrolifères en raison de la perte de rendement d'environ 20 % liée au processus de valorisation du bitume.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 29,95 \$ au premier trimestre de 2019, en hausse par rapport à celles de 26,85 \$ inscrites pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les réductions obligatoires de la production, la modification de la composition de la production, qui comprend une plus grande proportion de pétrole brut synthétique et des volumes moins importants de bitume, et par la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour le premier trimestre de 2019 comprennent des coûts liés à l'avancement des travaux d'enlèvement des morts-terrains effectués à une période optimale pour ce type de travaux. De l'avis de la Société, l'augmentation de ces activités au cours de la période à l'étude viendra contrebalancer en partie les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères au cours des périodes subséquentes pour ramener les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères au montant établi dans les prévisions pour 2019. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour se chiffrer à 1,074 G\$, en comparaison de 982 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des prix du gaz naturel.

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.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est élevée à 78 400 b/j en moyenne au premier trimestre de 2019, en comparaison de 24 600 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la cadence de production observé au cours de la dernière année, partiellement contrebalancé par les réductions obligatoires de la production. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Forthills¹⁾ se sont établies à 29,60 \$ au premier trimestre de 2019, comparativement à celles de 53,65 \$ inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait essentiellement de la hausse de la production malgré les réductions obligatoires de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 182 200 b/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 142 300 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par une amélioration de la fiabilité des actifs, le volume du premier trimestre de 2018 ayant subi les contrecoups de la capacité de transport réduite d'une conduite d'alimentation en bitume et de l'exécution de travaux de maintenance d'envergure à l'usine de valorisation, ces facteurs ayant été partiellement contrebalancés par l'incidence des réductions obligatoires de la production. Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour s'établir à 90 % au premier trimestre de 2019, en comparaison de 71 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Afin de rendre cette hausse du taux d'utilisation possible, Suncor a alloué à Syncrude une portion de son quota de production imposé par le gouvernement de l'Alberta, ce qui a diminué les ventes de bitume à valeur moins élevée dans les activités du secteur Sables pétrolifères.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 37,05 \$ au premier trimestre de 2019, en baisse par rapport à celles de 50,75 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'accroissement de la production et à la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du fait de la réduction des coûts de maintenance, contrée en partie par une augmentation des prix du gaz naturel.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 107 100 bep/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 117 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce fléchissement de la production est principalement attribuable à un arrêt prolongé des installations de White Rose et au retour graduel à leur cadence normale, et de la déplétion naturelle au Royaume-Uni, partiellement contrebalancés par l'ajout des volumes de production de Hebron.

Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a reçu un produit d'assurance de 363 M\$ liés aux actifs en Libye (264 M\$ après impôt). Le produit peut faire l'objet d'un remboursement provisoire, lequel peut être tributaire de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

Les premiers barils de pétrole issus du projet Oda mené au large des côtes de la Norvège ont été produits au premier trimestre de 2019, plus tôt que prévu. Le rythme de production de ce projet, dans lequel Suncor détient une participation de 30 %, devrait s'accroître pour atteindre, à capacité maximale, environ 10 500 b/j, nets pour Suncor, en 2020.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 444 900 b/j, et le taux d'utilisation des raffineries s'établissait à 96 % au premier trimestre de 2019, comparativement à un débit de 453 500 b/j et un taux d'utilisation de 98 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les ventes totales de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 542 800 b/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 512 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à un record de ventes dans le secteur de la vente en gros au Canada et à une hausse du volume de ventes au détail.

Mise à jour concernant la stratégie

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

Compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, la Société a investi 875 M\$ en dépenses en immobilisations au cours du premier trimestre de 2019, en baisse par rapport à celles de 1,214 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des investissements se rapportant à la mise en service graduelle des usines d'extraction de Fort Hills au premier semestre de 2018 ainsi que par la diminution des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance associées à la diminution globale des coûts de maintenance planifiée par suite de l'achèvement, au printemps 2018, d'un programme de maintenance de plus grande envergure mené dans les secteurs Sables pétrolifères et R&C. Malgré une diminution des dépenses en immobilisation au premier trimestre de 2019, la Société prévoit toujours y consacrer entre 4,9 G\$ et 5,6 G\$.

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.

Les activités de forage sont en cours à Hebron et la production continue d'augmenter plus rapidement qu'anticipé. Les autres activités du secteur E&P au premier trimestre comprenaient les activités de forage de développement de Hibernia, White Rose et Buzzard, ainsi que les travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose ainsi que des projets Oda et Fenja, en Norvège.

Au cours du premier trimestre de 2019, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de 17 % du dividende trimestriel, en plus d'autoriser le rachat d'actions d'une valeur maximale de 2,0 G\$. Au cours de ce même trimestre, la Société a continué de redistribuer de la valeur aux actionnaires sous forme de dividendes de 662 M\$ et a racheté une tranche de 514 M\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »).

Vers la fin de 2018, Steve Williams a annoncé qu'il se retirait de ses fonctions de chef de la direction de Suncor le 2 mai 2019, date de l'assemblée générale annuelle de Suncor. M. Williams sera remplacé par Mark Little, actuel président et chef de l'exploitation de la Société.

« J'aimerais remercier l'équipe dévouée et talentueuse de Suncor pour nos nombreuses réalisations au fil des ans, et j'ai pleinement confiance en les habiletés de Mark à diriger cette entreprise, a mentionné Steve Williams, chef de la direction. La stratégie mise en place démontre le rôle moteur que nous jouons en matière d'économie, d'environnement et de responsabilité sociale. Nos investissements à valeur ajoutée ont créé des occasions pour des milliers d'employés et d'entrepreneurs, tout en générant d'importantes retombées économiques pour nos actionnaires, les Albertains et les Canadiens. »

Rapprochement du résultat d'exploitation ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Résultat net	1 470	789
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(261)	329
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs ²⁾	—	(133)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 209	985

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

2) En 2018, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 133 M\$ par suite de la cession de ses propriétés foncières dans le nord-est de la Colombie-Britannique en échange d'une participation dans Canbriam. La valeur de la participation de la Société dans Canbriam a subséquemment 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 mis à jour ses hypothèses concernant le contexte commercial pour un exercice complet afin de tenir compte des prix moyens réels obtenus à ce jour et des courbes des cours à terme. Le WCS à Hardisty est passé de 33,00 \$ US à 45,00 \$ US et la marge de craquage 3-2-1 au port de New York a reculé de 18,50 \$ US à 17,00 \$ US. En raison de l'augmentation du prix du WCS à Hardisty, les redevances à la Couronne de Syncrude ont été mises à jour et sont de l'ordre de 9 % à 12 % plutôt que de 5 % à 8 %. Par ailleurs, la charge d'impôt sur le résultat se situe entre 1,4 G\$ et 1,7 G\$ (entre 1,1 G\$ et 1,4 G\$ avant la mise à jour), ce qui rend compte de l'incidence de la variation du prix des marchandises et de l'impôt à payer sur le produit d'assurance. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2019, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

La Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté une demande présentée par Suncor concernant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités pour continuer, aux termes du programme de rachat annoncé précédemment, à racheter des actions par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. La demande prévoit que pour la période commençant le 6 mai 2019 et se terminant le 5 mai 2020, Suncor peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 50 252 231 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor. Au 30 avril 2019, Suncor avait 1 570 983 561 actions ordinaires émises et en circulation.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui pourraient être rachetées et le calendrier des rachats seront déterminés par Suncor. Suncor est d'avis que le rachat de ses actions ordinaires représente une occasion d'investissement intéressante, selon le cours des actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, et qu'elle agit dans le meilleur intérêt de la Société et de ses

actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'attribuer de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie de croissance à long terme. Aux termes de la précédente offre publique de rachat de Suncor (dans sa version modifiée le 19 novembre 2019), Suncor a convenu qu'elle rachèterait au plus 81 695 830 actions ordinaires entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. Entre le 4 mai 2018 et le 30 avril 2019 et dans le cadre de la précédente offre publique de rachat de Suncor (dans sa version modifiée), Suncor a racheté sur le marché libre 69 255 256 actions d'une valeur d'environ 3,26 G\$, au prix moyen pondéré de 47,07 \$ par action.

Sous réserve de l'exemption au titre de l'achat en bloc à la disposition de Suncor à l'égard des rachats normalisés sur le marché libre aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor limitera le rachat quotidien d'actions ordinaires de Suncor sur la TSX dans le cadre de l'offre publique de rachat à 25 % (1 025 697) ou moins du volume de négociation quotidien moyen des actions ordinaires de Suncor sur la TSX au cours d'un jour de négociation. Les rachats aux termes de l'offre publique de rachat prendront la forme de rachats sur le marché libre au cours des actions, et d'autres formes permises par la TSX et les autorités en valeurs mobilières, y compris les conventions privées. Les rachats réalisés selon une convention privée aux termes d'une ordonnance de dispense au titre d'une offre publique de rachat émise par une autorité en valeurs mobilières seront effectués à escompte par rapport au cours des actions en vigueur comme il est prévu dans l'ordonnance de dispense. À l'avenir, Suncor prévoit prendre part à un régime d'achat d'actions lié aux rachats réalisés dans le cadre de l'offre publique de rachat.

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 1^{er} mai 2019

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

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

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 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 premier trimestre	9
3. Information financière consolidée	11
4. Résultats sectoriels et analyse	16
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	29
6. Situation financière et situation de trésorerie	31
7. Données financières trimestrielles	35
8. Autres éléments	37
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	38
10. Abréviations courantes	43
11. Énoncés prospectifs	44

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

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*, 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 clos le 31 mars 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 seront inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement.

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

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

Mesures financières hors PCGR

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

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

• Résultats financiers du premier trimestre

- Suncor a inscrit un résultat net de 1,470 G\$ pour le premier trimestre de 2019, en comparaison de 789 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des éléments ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du premier trimestre de 2019 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 261 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 329 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt hors trésorerie de 133 M\$ lié à l'échange d'actifs avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), dans le cadre duquel la Société a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- Pour le premier trimestre de 2019, le résultat d'exploitation¹⁾ s'est établi à 1,209 G\$, en comparaison de 985 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et il tient compte de l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement d'Alberta et d'un produit d'assurance après impôt de 264 M\$ ayant trait aux actifs de la Société en Libye. Il reflète également l'incidence favorable d'un profit découlant de l'évaluation des stocks lié à l'amélioration des prix du pétrole brut, de la hausse globale de la production en amont et des volumes de ventes de cette production, du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et des importantes ventes issues des actifs de raffinage de la Société. Ces facteurs ont été contrebalancés par la baisse des cours de référence du brut WTI et par l'augmentation globale des charges d'exploitation et des frais de transport qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills, de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise en partie au cours du premier trimestre de 2018. Le résultat d'exploitation a également subi l'incidence défavorable de la hausse des redevances qui a découlé de l'amélioration des prix du bitume et de l'augmentation de la production de bitume.

Dans l'ensemble, l'évaluation des stocks de pétrole brut et de produits raffinés a eu une incidence positive nette de 288 M\$ sur le résultat d'exploitation du premier trimestre de 2019 contre une incidence positive nette de 86 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation découle de l'ajustement favorable de la valeur des stocks lié à la méthode d'évaluation selon le premier entré, premier sorti (« PEPS ») qui a résulté de la consommation de charges d'alimentation en brut moins coûteuses dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), partiellement contrebalancé par le report d'un profit sur les ventes intersectorielles du secteur Sables pétrolifères au secteur R&C restant dans les stocks, qui a été comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations.

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,585 G\$ au premier trimestre de 2019, en comparaison de 2,164 G\$ au premier trimestre de 2018, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 1,548 G\$ pour le premier trimestre de 2019, contre 724 M\$ pour le premier trimestre de 2018. Les flux de trésorerie des deux périodes rendent compte d'une augmentation des créances et des soldes des stocks attribuable à l'amélioration des cours de référence du pétrole brut; les flux de trésorerie du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflètent en outre une plus grande utilisation du fonds de roulement hors trésorerie.

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

- **Le secteur R&C a une fois de plus dégagé des résultats records.** Le secteur R&C a enregistré un débit de traitement du brut trimestriel de 444 900 b/j et des ventes de produits raffinés de 542 800 b/j pour le premier trimestre de 2019. Les fonds provenant de l'exploitation ont atteint le chiffre record de 1,253 G\$ pour la période considérée, grâce notamment à un taux d'utilisation des raffineries de 96 % et à la réalisation d'un profit lié à la méthode PEPS.
- **La production totale en amont s'est chiffrée à 764 300 bep/j au premier trimestre de 2019.** L'augmentation est principalement attribuable à la hausse de la production provenant des projets de croissance de la Société, Fort Hills et Hebron, qui a résulté de l'accroissement de la cadence de production des deux projets tout au long de 2018, ainsi qu'à l'amélioration de la fiabilité des installations de Syncrude, partiellement neutralisées par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta.
- **Le taux d'utilisation des installations du secteur Sables pétrolifères s'est amélioré pour s'établir à 98 %.** Grâce à l'excellente fiabilité des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères de la Société, une production de 341 200 b/j de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée a été dégagée au premier trimestre de 2019, en comparaison de 279 400 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent.
- **La production de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 78 400 b/j au premier trimestre de 2019, contre 24 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** L'accroissement de la production est attribuable à l'intensification constante des activités observée au cours de la dernière année, partiellement neutralisée par les réductions obligatoires de la production.
- **Une forte croissance soutenue des activités a été enregistrée à Hebron.** Pour le premier trimestre de 2019, la production de Hebron s'est établie à 18 300 b/j, nets pour la Société, en comparaison de 8 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a versé des dividendes de 662 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 514 M\$ de ses actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités.
- **La Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté l'avis déposé par Suncor visant à renouveler son programme de rachat d'actions dans le cours normal des activités.** La Société est ainsi autorisée à racheter, aux fins d'annulation, au plus 50 252 231 de ses actions ordinaires entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 31 mars 2018
Résultat net ¹⁾		
Sables pétrolifères	189	97
Exploration et production	492	388
Raffinage et commercialisation	1 009	789
Siège social et éliminations	(220)	(485)
Total	1 470	789
Résultat d'exploitation ^{1),2)}		
Sables pétrolifères	189	97
Exploration et production	492	255
Raffinage et commercialisation	1 009	789
Siège social et éliminations	(481)	(156)
Total	1 209	985
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ^{1),2)}		
Sables pétrolifères	1 184	982
Exploration et production	702	466
Raffinage et commercialisation	1 253	911
Siège social et éliminations	(554)	(195)
Total	2 585	2 164
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 037)	(1 440)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 548	724
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾		
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	419	689
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	456	525
Total	875	1 214

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 31 mars 2018
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires ²⁾	1 489	870

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre clos le 31 mars 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.
- 3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 28 M\$ pour le premier trimestre de 2019 et de 77 M\$ pour le premier trimestre de 2018 et rendent compte du nouveau classement des dépenses en immobilisations de la Société, en fonction duquel celle-ci a retraité les chiffres des périodes précédentes. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	657,2	571,7
Exploration et production (kbep/j)	107,1	117,7
Production totale (kbep/j)	764,3	689,4
Taux d'utilisation des raffineries (%)	96	98
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	444,9	453,5

Résultat net

La Société a enregistré un résultat net consolidé de 1,470 G\$ pour le premier trimestre de 2019, en comparaison de 789 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après.

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

- La réévaluation de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 261 M\$ pour le premier trimestre de 2019, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 329 M\$ pour le premier trimestre de 2018.
- Le résultat net du premier trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé par le secteur Exploration et production (« E&P ») en lien avec la participation de la Société dans Canbriam. La valeur de la participation de la Société dans Canbriam a par la suite 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.

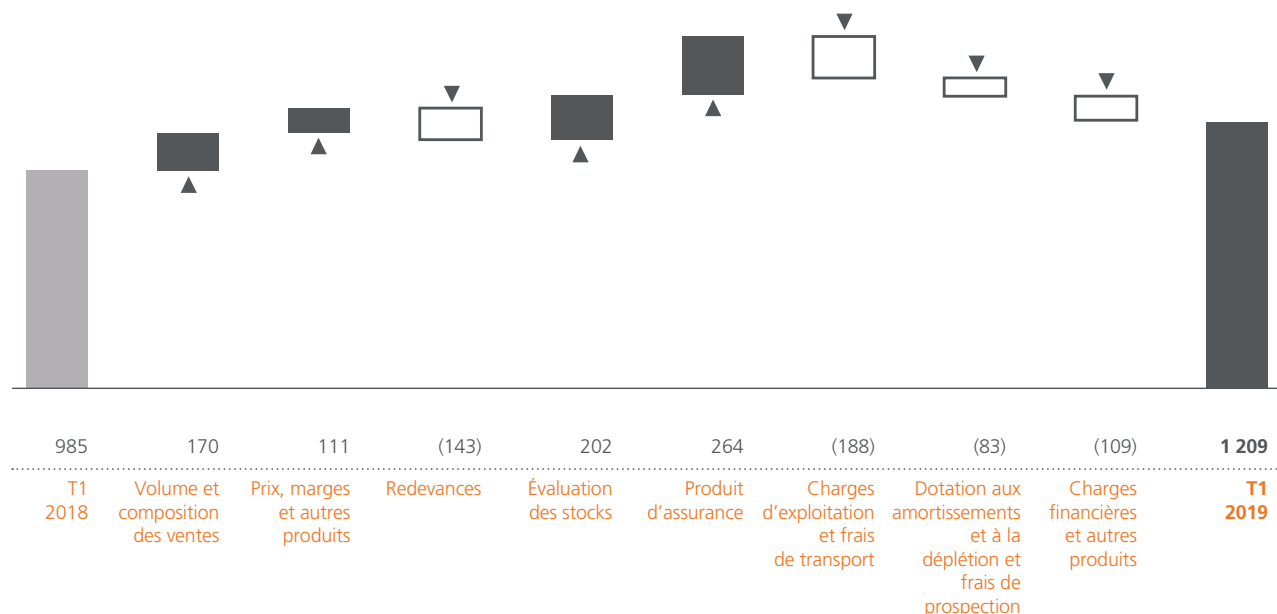
Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Résultat net	1 470	789
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(261)	329
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs ²⁾	—	(133)
Résultat d'exploitation¹⁾	1 209	985

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) En 2018, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 133 M\$ par suite de la cession de ses propriétés foncières dans le nord-est de la Colombie-Britannique en échange d'une participation dans Canbriam. La valeur de la participation de la Société dans Canbriam a subséquemment 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.

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 premier trimestre de 2019 s'est établi à 1,209 G\$, en comparaison de 985 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et il tient compte de l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement d'Alberta et d'un produit d'assurance de 264 M\$ après impôt ayant trait aux actifs de la Société en Libye. Il reflète également l'incidence favorable d'un profit découlant de l'évaluation des stocks lié à l'amélioration des prix du pétrole brut, de la hausse globale de la production en amont et des volumes de ventes de cette production, du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et des importantes ventes issues des actifs de raffinage de la Société. Ces facteurs ont été contrebalancés par la baisse des cours de référence du brut WTI et par l'augmentation globale des charges d'exploitation et des frais de transport qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills, de l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et de la participation supplémentaire dans Syncrude. Le résultat d'exploitation a également subi l'incidence défavorable de la hausse des redevances qui a découlé de l'amélioration des prix du bitume et de l'augmentation de la production de bitume.

Dans l'ensemble, l'évaluation des stocks de pétrole brut et de produits raffinés a eu une incidence positive nette de 288 M\$ sur le résultat d'exploitation du premier trimestre de 2019, contre une incidence positive nette de 86 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle de l'ajustement favorable de la valeur des stocks lié à la méthode d'évaluation selon le premier entré, premier sorti (« PEPS ») qui a résulté de la consommation de charges d'alimentation en brut moins coûteuses dans le secteur R&C, partiellement contrebalancé par le report d'un profit sur les ventes intersectorielles du secteur Sables pétrolifères au secteur R&C restant dans les stocks, qui a été comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Sables pétrolifères	31	22
Exploration et production	3	1
Raffinage et commercialisation	18	12
Siège social et éliminations	72	47
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	124	82

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt s'est établie à 124 M\$ au premier trimestre de 2019, en hausse comparativement à celle de 82 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une plus forte hausse du cours de l'action de la Société au cours de la période.

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	
		2019	31 mars 2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	54,90	62,90
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	63,20	66,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté /Maya FOB	\$ US/b	5,00	7,70
MSW à Edmonton	\$ CA/b	66,45	72,45
WCS à Hardisty	\$ US/b	42,50	38,60
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(12,40)	(24,30)
Écart pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	(2,30)	(1,45)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	50,55	63,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,55	2,05
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	70,75	34,95
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,55	15,50
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,10	12,85
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,35	20,35
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,70	15,55
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,79
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,78

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing 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 premier 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 62,90 \$ US/b au premier trimestre de 2018 à 54,90 \$ US/b au premier trimestre de 2019. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a diminué pour s'établir à 66,45 \$/b, alors qu'il était de 72,45 \$/b au premier trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 42,50 \$ US/b au premier trimestre de 2019, alors qu'il était de 38,60 \$ US/b au premier trimestre de 2018, en raison de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien. Les écarts de prix du pétrole brut synthétique sulfureux et peu sulfureux ont été moins favorables au premier trimestre de 2019 qu'au premier trimestre de 2018; toutefois, ils se sont nettement améliorés par rapport à ceux du trimestre précédent.

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 premier trimestre de 2019, les prix du bitume ont bénéficié de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a diminué pour s'établir à 63,20 \$ US/b au premier trimestre de 2019, en comparaison de 66,80 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,55 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2019, en hausse comparativement à 2,05 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix du brut. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux ou du pétrole brut plus léger dont le prix est moins élevé que le cours de référence du WTI. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées en fonction des coûts d'achat réels du brut, de la configuration de la raffinerie, de la composition de la production et des prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir en moyenne à 70,75 \$/MWh au premier trimestre de 2019, comparativement à 34,95 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, 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 premier trimestre de 2019, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,75 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,79 \$ 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 premier trimestre de 2019 par rapport à ceux obtenus au premier trimestre de 2018.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 70 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

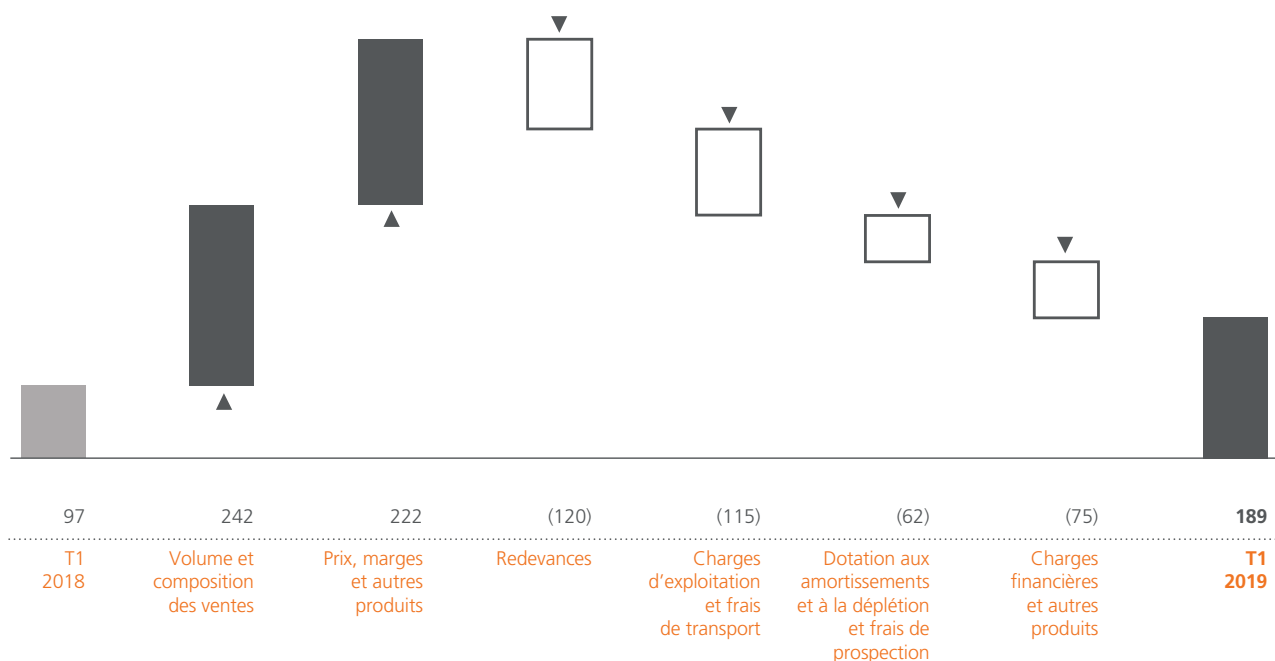
Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Produits bruts et produits intersectoriels	4 181	3 599
Moins les redevances	(198)	(46)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 983	3 553
Résultat net ¹⁾	189	97
Résultat d'exploitation ^{1),2)}	189	97
Fonds provenant de l'exploitation ^{1),2)}	1 184	982

1) Les chiffres présentés pour le trimestre clos le 31 mars 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.

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



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

Pour le premier trimestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net et un résultat d'exploitation de 189 M\$, en comparaison d'un résultat net et d'un résultat d'exploitation de 97 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression s'explique par la hausse globale des volumes de production qui a découlé de l'augmentation de la production de pétrole brut synthétique attribuable à l'augmentation de l'utilisation des installations de valorisation du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude ainsi que par la prise en compte de la production de Fort Hills pour un trimestre complet à la suite de l'accélération de la cadence de production observée tout au long de 2018. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des réductions obligatoires de la production, lesquelles ont eu une incidence surtout sur la production de bitume non valorisée de la Société. Le résultat d'exploitation reflète également l'incidence

favorable de l'amélioration générale des prix obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills, par l'augmentation des coûts d'enlèvement des morts-terrains à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base qui a résulté de l'avancement des activités minières, par la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions et par la montée des prix du gaz naturel.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Produits valorisés du secteur Sables pétrolifères (pétrole brut synthétique et diesel)	350,2	287,6
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(9,0)	(8,2)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	341,2	279,4
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	55,4	125,4
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	396,6	404,8
Bitume de Fort Hills	78,4	29,8
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	(5,2)
Total de la production de bitume de Fort Hills	78,4	24,6
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	184,9	144,6
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,7)	(2,3)
Total de la production de Syncrude	182,2	142,3
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	657,2	571,7

- 1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients. La totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills utilise le diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base aux fins de ses activités minières. Sur les 9 000 b/j de diesel consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au premier trimestre de 2019, 7 400 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 1 600 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 s'est établie à 396 600 b/j au premier trimestre de 2019, ce qui avoisine celle de 404 800 b/j dégagée au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production du trimestre à l'étude reflétant les répercussions de la réduction obligatoire de la production imposée en Alberta et celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétant l'incidence d'une panne causée par les conditions météorologiques à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base. Les réductions obligatoires de la production se sont répercutées principalement sur la production de bitume non valorisé de la Société, cette dernière ayant réorienté sa production pour l'axer sur une production de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. Grâce au rehaussement de la fiabilité, la production de pétrole brut synthétique a augmenté pour s'établir à 341 200 b/j au premier trimestre de 2019, contre 279 400 b/j au premier trimestre de 2018, ce qui représente des taux d'utilisation respectifs de 98 % et de 80 %. Le taux d'utilisation plus élevé des installations de valorisation a entraîné une diminution de la production totale du secteur Sables pétrolifères en raison de la perte de rendement d'environ 20 % liée au processus de valorisation du bitume.

La production de bitume de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 78 400 b/j, nets pour Suncor, au premier trimestre de 2019, en comparaison de 24 600 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la cadence de production observé au cours de la dernière année, partiellement contrebalancé par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	113,7	84,2
Diesel	29,0	20,4
Pétrole brut synthétique sulfureux	182,4	178,2
Produits valorisés	325,1	282,8
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	53,2	118,2
Sables pétrolifères	378,3	401,0
Bitume de Fort Hills	78,7	8,1
Syncrude	182,2	142,3
Total	639,2	551,4

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 378 300 b/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 401 000 b/j au premier trimestre de 2018, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur les volumes de production et qui sont mentionnés ci-dessus, ainsi que par une accumulation des stocks attribuable au calendrier des ventes.

Au premier trimestre de 2019, les ventes de bitume provenant de Fort Hills se sont établies en moyenne à 78 700 b/j, nets pour Suncor, en comparaison de 8 100 b/j au premier trimestre de 2018, les ventes du premier trimestre de 2018 reflétant une importante accumulation des stocks aux installations des clients où la production initiale avait été acheminée.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 182 200 b/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 142 300 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par une amélioration de la fiabilité, le volume du premier trimestre de 2018 ayant subi les contrecoups de la capacité de transport réduite d'une conduite d'alimentation en bitume et de l'exécution de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par la participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise par Suncor au cours du premier trimestre de 2018. Ces facteurs ont toutefois été partiellement contrebalancés par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées au cours du trimestre considéré. Le taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude s'est amélioré pour s'établir à 90 % au premier trimestre de 2019, en comparaison de 71 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Afin de rendre cette hausse du taux d'utilisation possible, Suncor a alloué à Syncrude une portion de son quota de production imposé par le gouvernement de l'Alberta.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	267,8	241,6
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	399,7	362,6
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,67
Production <i>in situ</i>		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	189,4	205,8
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,8	2,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	35,2	35,1
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,1	3,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	224,6	240,9
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	492,4	482,5
Fort Hills		
Production de bitume (kb/j)	78,4	29,8
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	131,4	49,7
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,60	0,60
Syncrude		
Production de bitume (kb/j)	210,6	173,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	341,7	278,2
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,62
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	781,4	685,6

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au premier trimestre de 2019 pour s'établir à 492 400 b/j, en comparaison de 482 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation et à la hausse des volumes de bitume extrait qui en a découlé, partiellement contrebalancées par la diminution de la production *in situ* de bitume non valorisé qui a résulté des réductions obligatoires de la production, après maximisation du volume de bitume provenant de Firebag valorisé pour en faire du pétrole brut synthétique.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour s'établir à 210 600 b/j, nets pour Suncor, au premier trimestre de 2019, en comparaison de 173 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité des actifs, partiellement contrebalancée par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique et diesel	64,90	70,51
Bitume	41,59	27,57
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	61,62	57,86
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(11,58)	(21,76)
Fort Hills (bitume)	49,95	32,48
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	67,90	76,85
Syncrude, par rapport au WTI	(5,30)	(2,77)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 61,62 \$/b au premier trimestre de 2019, en comparaison de 57,86 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole lourd qui a découlé des réductions obligatoires de la production, par la forte demande pour le pétrole lourd sur la côte américaine du golfe du Mexique ainsi que par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, partiellement contrebalancés par une diminution du cours de référence du WTI et par un élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 49,95 \$/b au premier 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. L'amélioration des écarts de prix du pétrole brut lourd a eu une incidence favorable à la fois sur le prix obtenu pour le bitume de Fort Hills et sur celui obtenu pour le bitume *in situ*.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 67,90 \$/b au premier trimestre de 2019, comparativement à 76,85 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution du cours de référence du WTI, par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique et par le calendrier des ventes par rapport aux écarts des cours de référence moyens du pétrole brut synthétique au cours de la période considérée, partiellement contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Redevances

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

Charges et autres facteurs

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

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une hausse des dépenses liées à l'enlèvement des morts-terrains au moment de l'année le plus propice à l'exécution de ces travaux. L'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions et la hausse des prix du gaz naturel utilisé comme intrant ont également contribué à la variation non favorable des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au premier trimestre de 2019 en raison de l'intensification des activités de la mine et des usines qui a résulté de l'accélération de la production jusqu'à pleine capacité et de l'augmentation des coûts liés à l'enlèvement des morts-terrains engagés pour faire avancer les activités minières.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude a été moins élevée qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une diminution des coûts de maintenance, laquelle s'explique par le fait que

les charges d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent comprenaient des coûts supplémentaires engagés pour régler les problèmes occasionnés par la capacité de transport réduite d'une conduite d'alimentation en bitume, partiellement contrebalancée par la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise au cours du premier trimestre de 2018 et par la hausse des prix du gaz naturel.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison principalement de l'ajout des volumes de ventes de Fort Hills et de l'augmentation globale des volumes de production et de ventes.

La dotation aux amortissements et à la déplétion, les pertes de valeur et les frais de prospection du premier trimestre de 2019 ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse du volume de travaux de forage d'exploration *in situ* exécutés à Meadow Creek et à Lewis, qui constituent des occasions de mise en valeur qui devraient venir soutenir la production future.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 973	1 875
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 121	1 070
Coûts non liés à la production ²⁾	(57)	(34)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(75)	(66)
Variations des stocks	85	12
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	1 074	982
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	29,95	26,85
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	233	144
Coûts non liés à la production ²⁾	(47)	(16)
Variations des stocks	23	16
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	209	144
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	29,60	53,65
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	619	661
Coûts non liés à la production ²⁾	(12)	(10)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	607	651
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	37,05	50,75

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 29,95 \$ au premier trimestre de 2019, en hausse par rapport à celles de 26,85 \$ inscrites pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la modification de la composition de la production, qui comprend une plus grande proportion de pétrole brut synthétique et des volumes moins importants de bitume, et par la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour le premier trimestre de 2019 comprennent des coûts liés à l'avancement des travaux d'enlèvement des morts-terrains qui, de l'avis de la Société, viendront contrebalancer en partie les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères au cours des périodes subséquentes, ce qui fera concorder les charges d'exploitation décaissées par baril de ce secteur au montant établi dans les prévisions pour 2019. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 1,074 G\$, en comparaison de 982 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Au premier 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 de la charge de rémunération fondée sur des actions.

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

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères rendent compte d'une accumulation plus importante des stocks au premier trimestre de 2019 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le calendrier des ventes et par l'augmentation de la valeur des stocks qui a résulté de la plus grande proportion de pétrole brut synthétique produit.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 29,60 \$ au premier trimestre de 2019, en comparaison de 53,65 \$ au premier trimestre de l'exercice précédent, en raison de l'incidence de l'augmentation des volumes de production enregistrée pour la période à l'étude, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation dont il est question ci-dessus. Les coûts non liés à la production ont été plus élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation des charges hors trésorerie au cours de la période considérée et d'une hausse de la consommation de diesel produit à l'interne. Les variations des stocks ont représenté un ajustement plus important des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, malgré les prélèvements moins importants sur les stocks effectués au cours du premier trimestre de 2019, en raison d'une hausse de la valeur des stocks par rapport au quatrième trimestre de 2018.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 37,05 \$ au premier trimestre de 2019, en comparaison de 50,75 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'accroissement de la production et à la diminution des charges d'exploitation. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a diminué pour s'établir à 607 M\$, contre 651 M\$ au premier trimestre de 2018, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et qui sont mentionnés ci-dessus.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit exécuter des travaux de maintenance à Firebag, à l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et à Fort Hills au cours du deuxième trimestre de 2019. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance, de même que des événements prévus au cours du troisième et du quatrième trimestres de 2019, ont été pris en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

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

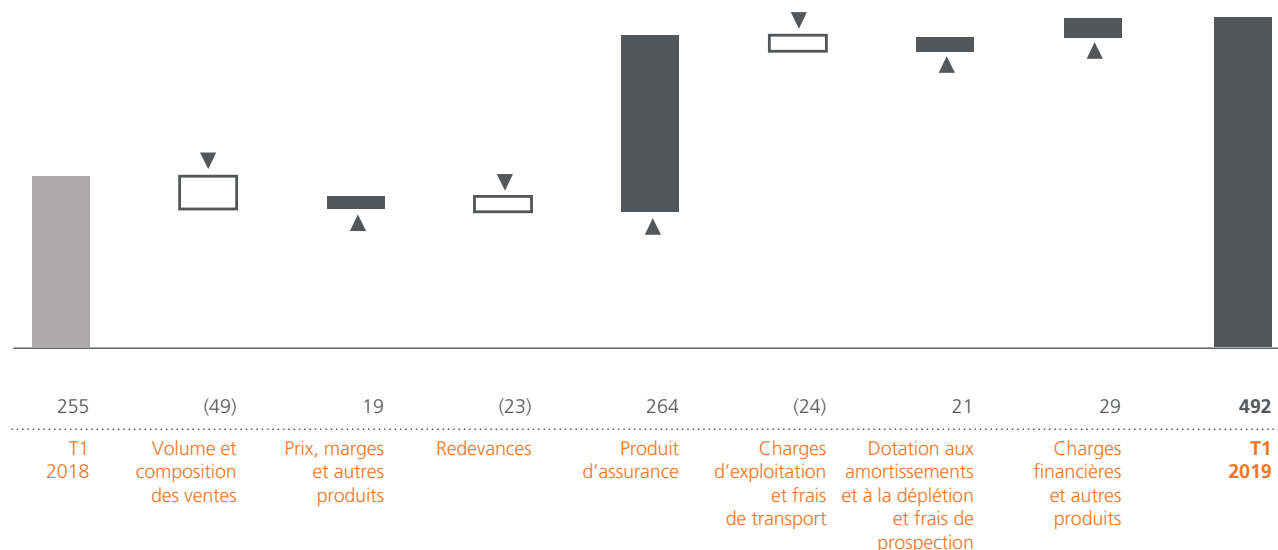
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Produits bruts ¹⁾	876	938
Moins les redevances ¹⁾	(112)	(82)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	764	856
Résultat net ²⁾	492	388
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs ³⁾	—	(133)
Résultat d'exploitation ^{2),4)}	492	255
Fonds provenant de l'exploitation ^{2),4)}	702	466

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés en fonction des droits dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 61 M\$ pour le premier trimestre de 2019 et de 79 M\$ pour le premier trimestre de 2018 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 2) Les chiffres présentés pour le trimestre clos le 31 mars 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés en général. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 3) En 2018, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 133 M\$ par suite de la cession de ses propriétés foncières dans le nord-est de la Colombie-Britannique en échange d'une participation dans Canbriam. La valeur de la participation de la Société dans Canbriam a subséquemment 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.
- 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.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation de 492 M\$ au premier trimestre de 2019, en hausse comparativement à celui de 255 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la réception d'un produit d'assurance de 264 M\$ après impôt ayant trait aux actifs de la Société en Libye. Le résultat net et le résultat d'exploitation reflètent également l'incidence de la diminution globale de la production, de l'augmentation des charges d'exploitation sur la côte Est du Canada et de la hausse des redevances, partiellement contrebalancées par l'accroissement de la production à Hebron, par l'amélioration des prix obtenus pour le pétrole brut et par la baisse de la dotation aux amortissements et à la déplétion. Le produit d'assurance que la Société a reçu pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire, lequel pourrait être tributaire de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

Volumes de production

	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
E&P Canada		
Terra Nova (kb/j)	13,2	15,4
Hibernia (kb/j)	25,7	26,1
White Rose (kb/j)	1,1	8,8
Hebron (kb/j)	18,3	8,2
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	2,0
	58,3	60,5
E&P International		
Buzzard (kbep/j)	36,7	40,4
Golden Eagle (kbep/j)	10,2	14,3
Royaume-Uni (kbep/j)	46,9	54,7
Norvège – Oda (kbep/j)	0,2	—
Libye (kb/j)	1,7	2,5
	48,8	57,2
Production totale (kbep/j)	107,1	117,7
Total des volumes de ventes (kbep/j)	111,8	121,9

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 58 300 b/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 60 500 bep/j au premier trimestre de l'exercice précédent. Ce fléchissement de la production est principalement attribuable à un arrêt prolongé des installations de White Rose, dont Suncor n'est pas l'exploitant, et au retour graduel à leur cadence normale, partiellement contrebalancés par l'ajout des volumes de production de Hebron, qui se sont établis en moyenne à 18 300 b/j pour le trimestre à l'étude, en comparaison de 8 200 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 48 800 bep/j, en comparaison de 57 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Les premiers barils de pétrole issus du projet Oda mené au large des côtes de la Norvège ont été produits au premier trimestre de 2019, plus tôt que prévu. Le rythme de production de ce projet, dans lequel Suncor détient une participation de 30 %, devrait s'accroître pour atteindre, à capacité maximale, environ 10 500 b/j, nets pour Suncor, en 2020.

Prix obtenus

	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 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)	84,60	82,78
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	1,94
E&P International (\$/bep)	83,14	81,01

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au premier trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien ayant plus que contrebalancé la baisse du cours de référence du brut Brent.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le premier trimestre de 2019 ont été supérieures à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des taux de redevances découlant de la composition de la production et de l'augmentation des prix.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au premier trimestre de 2019 par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par les charges d'exploitation additionnelles engagées à Terra Nova pour des reconditionnements de puits qui devaient être exécutés au quatrième trimestre de 2018 mais qui ont été reportés en raison des conditions hivernales rigoureuses, ainsi que par l'augmentation des charges d'exploitation liées à Hebron qui a résulté de l'accélération de la cadence de production.

La dotation aux amortissements et à la déplétion du premier trimestre de 2019 a diminué par rapport à celle du premier trimestre de 2018, en raison principalement de la hausse globale de la production, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la déplétion liée à Hebron qui a découlé de l'accroissement de la production.

Les frais de prospection engagés au premier trimestre de 2019 avoisinent ceux engagés au premier trimestre de l'exercice précédent.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société prévoit exécuter à Terra Nova des travaux de maintenance planifiés d'une durée de deux semaines qui débiteront au deuxième trimestre de 2019. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

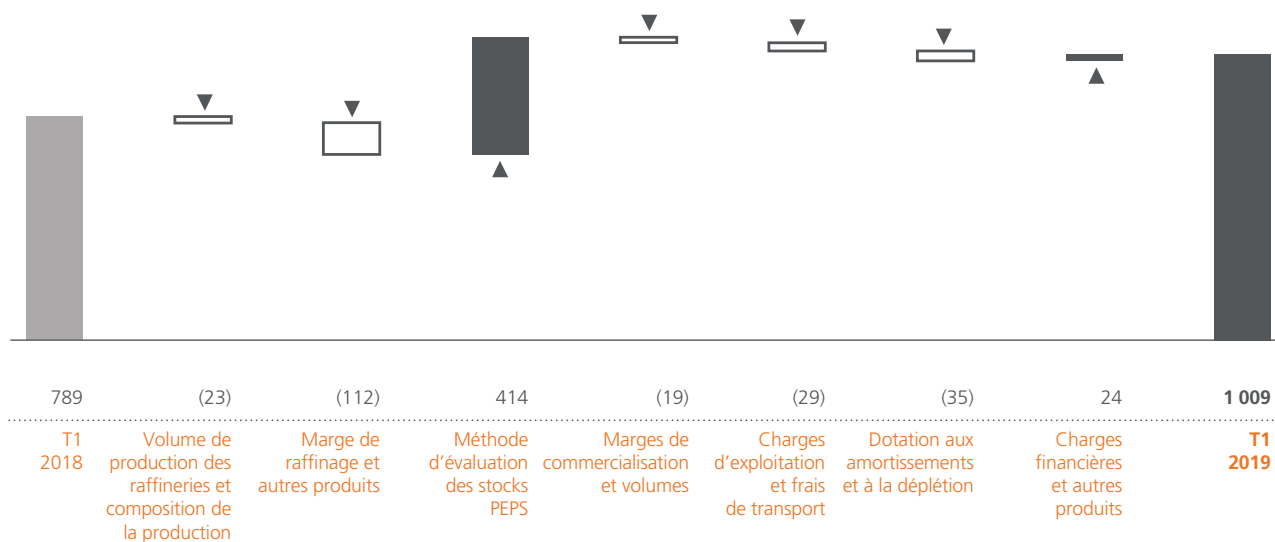
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Produits d'exploitation	5 204	5 438
Résultat net ¹⁾	1 009	789
Résultat d'exploitation ^{1),2)}	1 009	789
Fonds provenant de l'exploitation ^{1),2)}	1 253	911

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre clos le 31 mars 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) 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 net et un résultat d'exploitation de 1,009 G\$ pour le premier trimestre de 2019, ce qui représente un nouveau record pour un trimestre, tandis qu'il avait inscrit un résultat net et un résultat d'exploitation de 789 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration s'explique principalement par le profit lié à la méthode PEPS qui a découlé de la consommation de charges d'alimentation des raffineries moins coûteuses qui étaient détenues dans les stocks au début du trimestre et par une augmentation des marges de craquage sur les distillats, partiellement contrebalancées par le rétrécissement des écarts liés à l'emplacement des produits, par le rétrécissement des écarts de prix du brut, par la diminution des marges de craquage sur l'essence et par l'augmentation des charges d'exploitation des raffineries.

À l'échelle de la Société, le profit lié à la méthode PEPS a été partiellement contrebalancé par le report d'un profit intersectoriel lié à la consommation de charges d'alimentation internes en pétrole brut pour les actifs du secteur Sables pétroliers de la Société, ce qui a donné lieu à une variation nette favorable de l'évaluation des stocks de 288 M\$ pour le trimestre.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	216,2	217,8
Ouest de l'Amérique du Nord	228,7	235,7
Total	444,9	453,5
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	97	98
Ouest de l'Amérique du Nord	95	98
Total	96	98
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	246,7	233,7
Distillat	221,8	191,7
Autres	74,3	87,5
Total	542,8	512,9
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	36,35	30,50
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	5,60	4,90

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 444 900 b/j au premier trimestre de 2019, contre 453 500 b/j au premier trimestre de 2018. Les taux d'utilisation de toutes les raffineries de la Société ont été élevés au premier trimestre de 2019, et ce, malgré les répercussions des travaux de maintenance exécutés à la raffinerie de Commerce City durant le trimestre, ce qui a donné lieu à un taux d'utilisation de 96 %, en comparaison de 98 % au premier trimestre de l'exercice précédent.

Les ventes totales de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 542 800 b/j au premier trimestre de 2019, en comparaison de 512 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à un record de ventes dans le secteur de la vente en gros et à une hausse du volume de ventes au détail au Canada.

Prix et marges

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

- Dans l'ensemble, les marges de craquage de raffinage se sont améliorées en raison de l'augmentation des marges de craquage sur les distillats et de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, facteurs partiellement contrebalancés par des écarts non favorables liés à l'emplacement des produits, par le rétrécissement des écarts de prix du brut et par la diminution des marges de craquage de référence sur l'essence.
- Au premier trimestre de 2019, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS¹⁾, a eu une incidence positive sur les résultats du secteur R&C en raison de la consommation de charges d'alimentation en brut moins coûteuses détenues dans les stocks au début du trimestre. L'ajustement au titre de l'évaluation selon la méthode PEPS s'est traduite par un ajustement positif du résultat d'exploitation de 467 M\$ après impôt pour le trimestre à l'étude, comparativement à un ajustement favorable de 53 M\$ après impôt pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence favorable de 414 M\$ d'un trimestre à l'autre. À l'échelle de la Société, le profit lié à la méthode PEPS a été partiellement contrebalancé par l'élimination d'un profit intersectoriel lié à la consommation de charges d'alimentation internes en pétrole brut pour les actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, ce qui a donné lieu à un ajustement net positif au titre de l'évaluation des stocks de 288 M\$.

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.

Les marges brutes de commercialisation ont été moins élevées au premier trimestre de 2019 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des prix concurrentiels, partiellement contrebalancés par l'augmentation des volumes de ventes en gros et de ventes au détail.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au premier trimestre de 2019 qu'au premier trimestre de 2018, en raison surtout de l'augmentation des coûts d'approvisionnement en marchandises, de la hausse de la rémunération fondée sur des actions et des coûts de maintenance supplémentaires engagés à l'égard des raffineries.

La dotation aux amortissements et à la dépréciation a augmenté au premier trimestre de 2019, ce qui s'explique par l'amortissement supplémentaire lié aux actifs au titre de droits d'utilisation qui a été comptabilisé dans les immobilisations corporelles lors de la transition à IFRS 16 ainsi que par la hausse de l'amortissement qui a découlé des importants travaux de révision exécutés au cours du deuxième trimestre de 2018.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener, au deuxième trimestre de 2019, des travaux de révision planifiés d'une durée de sept semaines portant sur la raffinerie de Montréal et sur celle de Sarnia, alors que des travaux de maintenance planifiés portant sur la raffinerie de Commerce City débutés au premier trimestre de 2019 devraient être achevés au début du deuxième trimestre de 2019. En outre, des travaux de maintenance d'une durée de une semaine sont prévus à la raffinerie d'Edmonton au deuxième trimestre de 2019. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

SIÈGE SOCIAL ET ÉLIMINATIONS ¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Résultat net	(220)	(485)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(261)	329
Résultat d'exploitation ²⁾	(481)	(156)
<i>Siège social</i>	(302)	(189)
<i>(Élimination) réalisation d'un profit intersectoriel</i>	(179)	33
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation ²⁾	(554)	(195)

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) 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 302 M\$ au premier trimestre de 2019, en comparaison d'une perte d'exploitation de 189 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation est principalement attribuable à la diminution des intérêts incorporés à l'actif qui a suivi la mise en service graduelle du projet Fort Hills au cours du premier semestre de 2018, à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, à l'augmentation des charges d'intérêts et à la comptabilisation d'une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse des charges d'intérêts est attribuable à la charge d'intérêts supplémentaire liée à l'augmentation du solde des obligations locatives qui a découlé de la transition à IFRS 16 au cours de la période, de même qu'à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les paiements d'intérêts libellés en dollars américains. Au premier trimestre de 2019, Suncor a incorporé une tranche de 28 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 77 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 premier trimestre de 2019, la Société a reporté un profit intersectoriel après impôt de 179 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 33 M\$ au premier trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'augmentation des prix qui ont été obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères d'un trimestre à l'autre, en raison du fait que les charges d'alimentation à faible marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ont été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à plus forte marge. Ce facteur, conjugué au profit lié à la méthode PEPS comptabilisé par le secteur R&C, a donné lieu à un profit net découlant de l'évaluation des stocks de 288 M\$ après impôt.

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	
	2019	31 mars 2018
Sables pétrolifères	584	992
Exploration et production	228	165
Raffinage et commercialisation	82	117
Siège social et éliminations	9	17
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	903	1 291
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(28)	(77)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif	875	1 214

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

(en millions de dollars)	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ²⁾	Trimestres clos les 31 mars 2019	
		Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ³⁾	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	203	15	218
<i>Activités in situ</i>	21	183	204
<i>Fort Hills</i>	83	17	100
<i>Syncrude</i>	48	—	48
Exploration et production	1	214	215
Raffinage et commercialisation	59	22	81
Siège social et éliminations	4	5	9
	419	456	875

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

Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a engagé des dépenses en immobilisations de 875 M\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en baisse par rapport à celles de 1,214 G\$ engagées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des investissements se rapportant à la mise en service graduelle des usines d'extraction de Fort Hills au premier semestre de 2018 ainsi que par la diminution des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance associées à la diminution globale des coûts de maintenance planifiée par suite de l'achèvement, au printemps 2018, d'un programme de maintenance de plus grande envergure mené dans les secteurs Sables pétrolifères et R&C.

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

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 218 M\$ au premier trimestre de 2019. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien et de maintenance d'immobilisations liées au programme de travaux de maintenance d'envergure planifiés de la Société, notamment la planification des travaux de révision printaniers de l'usine de valorisation 1, la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers et l'exécution d'autres travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités *in situ*

Pour le premier trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 204 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques, notamment des dépenses liées aux travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Fort Hills

Pour le premier trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 100 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance engagées pour assurer la fiabilité des installations existantes.

Synchrude

Pour le premier trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Synchrude ont totalisé 48 M\$. L'intégralité de ce montant représente des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance engagées pour maintenir la fiabilité des installations.

Exploration et production

Pour le premier trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 215 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hebron, à Hibernia, à White Rose et à Buzzard et la poursuite des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et des projets Oda et Fenja en Norvège.

Les premiers barils de pétrole issus du projet Oda mené au large des côtes de la Norvège ont été produits au premier trimestre de 2019, plus tôt que prévu. Le rythme de production de ce projet, dans lequel Suncor détient une participation de 30 %, devrait s'accroître pour atteindre, à capacité maximale, environ 10 500 b/j, nets pour Suncor, en 2020.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 81 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités, aux améliorations des activités de vente au détail et aux travaux de maintenance d'envergure planifiés qui ont été menés aux raffineries.

Siège social et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 9 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

	31 mars 2019 – Selon les dispositions de la norme précédente relative aux contrats de location	Incidence d'IFRS 16	Périodes de 12 mois closes les 31 mars 2019 – Selon les dispositions d'IFRS 16	31 mars 2018
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)				
Compte non tenu des projets majeurs en cours	8,3	—	8,3	7,8
Compte tenu des projets majeurs en cours	8,3	(0,1)	8,2	6,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,5	0,1	1,6	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)				
Base du résultat ³⁾	7,3	(0,2)	7,1	6,1
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{2),4)}	14,6	(0,5)	14,1	11,8
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,1	2,1	30,2	28,3

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

2) 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.

3) 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.

4) 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 ainsi que des facilités de crédit disponibles, y compris le papier commercial. 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 5,6 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et 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 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 ses équivalents ont diminué pour s'établir à 1,875 G\$ au 31 mars 2019, contre 2,221 G\$ au 31 décembre 2018, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et l'augmentation de la dette à court terme ayant été plus que contrebalancés par les sorties de trésorerie prévues liées aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection de la Société, au versement des dividendes et aux rachats des actions de Suncor aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société au premier trimestre de 2019. Les soldes de trésorerie et d'équivalents de la Société au 31 mars 2019 ont varié en raison de sorties de trésorerie liées à l'augmentation du solde du fonds de roulement au cours de la période à l'étude. Cette augmentation survient généralement au premier trimestre de l'exercice, la Société effectuant alors d'importants paiements au titre de l'impôt sur le résultat et des avantages sociaux gagnés au cours de l'exercice

précédent. En outre, les créances et les soldes des stocks de la Société ont été plus élevés en raison de la hausse des prix des marchandises observée au cours du trimestre.

Au 31 mars 2019, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 10 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 3,608 G\$ au 31 mars 2019, en baisse par rapport à 3,442 G\$ au 31 décembre 2018, en raison principalement de la hausse de la dette à court terme dont il est fait mention ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'amélioration du dollar canadien sur la dette à court terme libellée en dollars américains. En mars 2019, la Société a prorogé la durée de ses facilités de crédit consortiales, de sorte qu'elles arrivent maintenant à échéance en avril 2022 et en avril 2023.

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 31 mars 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 30,2 % (28,3 % au 31 décembre 2018) et reflétait l'incidence des obligations locatives liées aux contrats de location-acquisition de 1,792 G\$ comptabilisées le 1^{er} janvier 2019 lors de l'adoption d'IFRS 16. La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2019	31 décembre 2018
Dettes à court terme	3 506	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	187	191
Tranche courante des obligations locatives à long terme	297	38
Dettes à long terme	12 446	12 668
Obligations locatives à long terme	2 737	1 222
Dettes totales	19 173	17 350
Moins la trésorerie et ses équivalents	1 875	2 221
Dettes nettes	17 298	15 129
Capitaux propres	44 262	44 005
Dettes totales majorées des capitaux propres	63 435	61 355
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	30,2	28,3

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2019
Dette totale à l'ouverture de la période	17 350
Variation nette de la dette à long terme	—
Augmentation de la dette à court terme	326
Augmentation des obligations locatives au 1 ^{er} janvier 2019 découlant de l'adoption d'IFRS 16	1 792
Augmentation de l'obligation locative	51
Paievements de loyers	(70)
Incidence du change sur la dette et autres	(276)
Dette totale au 31 mars 2019	19 173
Moins la trésorerie et ses équivalents au 31 mars 2019	1 875
Dette nette au 31 mars 2019	17 298

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

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 mars 2019
Actions ordinaires	1 573 558
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 251
Options sur actions ordinaires – non exerçables	14 222

Au 30 avril 2019, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 570 983 561 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 370 135. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

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

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

Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a racheté et annulé 11 951 027 actions ordinaires au prix moyen de 42,99 \$ l'action, pour une contrepartie totale de 514 M\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 8 999 091 actions ordinaires au prix moyen de 43,28 \$ l'action, pour une contrepartie de 389 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	11 951	8 999
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	42,99	43,28
Coût du rachat d'actions	514	389

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 dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 2018 et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours du premier trimestre 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'exploitation¹⁾ trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, 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 imposées en Alberta au premier trimestre de 2019.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	657,2	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2	628,4	413,6
Exploration et production	107,1	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2	111,5	125,5
	764,3	831,0	743,8	661,7	689,4	736,4	739,9	539,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 983	8 561	10 847	10 327	8 807	8 973	7 963	7 231
Autres produits (pertes)	414	384	16	101	(57)	41	43	16
	9 397	8 945	10 863	10 428	8 750	9 014	8 006	7 247
Résultat net	1 470	(280)	1 812	972	789	1 382	1 289	435
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,93	(0,18)	1,12	0,60	0,48	0,84	0,78	0,26
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,93	(0,18)	1,11	0,59	0,48	0,84	0,78	0,26
Résultat d'exploitation¹⁾	1 209	580	1 557	1 190	985	1 310	867	199
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,77	0,36	0,96	0,73	0,60	0,79	0,52	0,12
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 585	2 007	3 139	2 862	2 164	3 016	2 472	1 627
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,64	1,26	1,94	1,75	1,32	1,83	1,49	0,98
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 548	3 040	4 370	2 446	724	2 755	2 912	1 671
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,98	1,90	2,70	1,50	0,44	1,67	1,75	1,00
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	8,3	8,0	9,7	8,3	6,5	6,7	5,5	4,9
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	8,2	8,2	10,4	9,5	7,8	8,6	7,0	6,2
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	261	(637)	195	(218)	(329)	(91)	412	278
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32	0,32	0,32
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	43,31	38,13	49,98	53,50	44,49	46,15	43,73	37,89
Bourse de New York (\$ US)	32,43	27,97	38,69	40,68	34,54	36,72	35,05	29,20

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

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018	30 sept. 2017	30 juin 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	54,90	58,85	69,50	67,90	62,90	55,40	48,20	48,30
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	63,20	67,80	75,25	74,40	66,80	61,40	52,50	49,85
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	5,00	4,35	10,20	12,40	7,70	9,60	6,30	5,80
MSW à Edmonton	\$ CA/b	66,45	42,70	82,10	80,95	72,45	69,30	57,05	62,30
WCS à Hardisty	\$ US/b	42,50	19,50	47,35	48,65	38,60	43,10	38,25	37,20
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(12,40)	(39,35)	(22,15)	(19,25)	(24,30)	(12,30)	(9,95)	(11,10)
Prime (écart) – pétrole synthétique/WTI		(2,30)	(21,60)	(0,90)	(0,65)	(1,45)	3,25	0,65	1,55
Condensat à Edmonton	\$ US/b	50,55	45,30	66,82	68,50	63,15	57,95	47,60	48,45
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,55	1,60	1,19	1,20	1,77	1,70	1,45	2,80
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	70,75	55,55	54,45	56,00	34,95	22,35	24,55	19,30
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,55	16,20	19,65	20,65	15,50	19,40	22,35	16,35
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,10	13,35	19,05	18,30	12,85	20,20	19,25	14,40
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	17,35	21,60	21,40	27,90	20,35	22,10	26,80	21,25
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,68	15,10	18,85	20,25	15,55	18,25	21,45	16,80
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,76	0,77	0,77	0,79	0,79	0,80	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,73	0,77	0,76	0,78	0,80	0,80	0,77

1) Les marges de craquage 3-2-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant trois barils de WTI en deux barils d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 clos le 31 mars 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 clos le 31 mars 2019 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2018 de Suncor.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 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 31 mars 2019, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 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 1^{er} mai 2019, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité 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 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 31 mars
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2019	2018
Ajustements du résultat net			
Résultat net		3 974	3 895
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains		399	(270)
Charge d'intérêts nette		610	197
	A	4 983	3 822
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		15 603	13 216
Capitaux propres		45 483	45 516
		61 086	58 732
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		17 298	15 603
Capitaux propres		44 262	45 483
		61 560	61 086
Capital moyen investi	B	60 671	59 097
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	8,2	6,5
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	534	10 192
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	8,3	7,8

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

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

Trimestres clos les 31 mars ¹⁾ (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	189	97	492	388	1 009	789	(220)	(485)	1 470	789
Ajustements pour :										
Dotations aux amortissements et à la dépréciation et pertes de valeur	992	974	247	279	203	154	20	17	1 462	1 424
Impôt sur le résultat différé	60	57	(33)	(55)	5	23	(29)	4	3	29
Charge de désactualisation	58	51	11	12	2	2	—	—	71	65
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(280)	373	(280)	373
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	6	(4)	(4)	(29)	70	(25)	—	7	72	(51)
Profit à la cession d'actifs	(4)	(1)	—	(162)	(1)	—	—	—	(5)	(163)
Rémunération fondée sur des actions	(34)	(64)	(5)	(10)	(24)	(35)	(46)	(115)	(109)	(224)
Prospection	—	—	2	—	—	—	—	—	2	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(112)	(154)	(1)	(13)	(1)	(2)	—	—	(114)	(169)
Autres	29	26	(7)	56	(10)	5	1	4	13	91
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 184	982	702	466	1 253	911	(554)	(195)	2 585	2 164
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(1 037)	(1 440)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									1 548	724

1) 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 de Suncor 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.

Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Fonds provenant de l'exploitation	2 585	2 164
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes	(1 096)	(1 294)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 489	870

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.

Trimestres clos les
31 mars
2018

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

2019

	2019	2018
Rapprochement de la marge de raffinage		
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	2 140	1 785
Autres produits (pertes)	15	(17)
Marge non liée au raffinage	(587)	(415)
Marge de raffinage	1 568	1 353
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	43 143	44 363
Marge de raffinage (\$/b)	36,35	30,50
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	536	492
Coûts non liés au raffinage	(294)	(274)
Charges d'exploitation de raffinage	242	218
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	43 143	44 363
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,60	4,90

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

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

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; 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; la planification 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'attente de la Société selon laquelle les coûts liés à l'enlèvement des morts-terrains pris en compte dans les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour le premier trimestre de 2019 contrebalanceront en partie les charges d'exploitation décaissées de ce secteur pour les périodes ultérieures, ce qui fera concorder les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères avec les prévisions établies pour 2019;
- l'attente selon laquelle la cadence de production des installations du projet Oda devrait s'accroître pour atteindre, à capacité maximale, environ 10 500 blj, nets pour Suncor, en 2020;
- les principaux objectifs du programme d'immobilisations de Suncor pour 2019, à savoir l'amélioration et l'optimisation du rendement, de la sécurité et de la fiabilité des actifs d'exploitation de la Société, notamment les projets visant à accroître le résultat et les fonds provenant de l'exploitation grâce à de nouvelles économies de coûts et améliorations de la marge structurelle, et les énoncés concernant l'avancement des projets de forage d'extension extracôtiers dans le secteur E&P;
- les énoncés concernant le programme de rachat d'actions de la Société, notamment le fait que la Société estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses actions représente une possibilité d'investissement intéressante et est dans l'intérêt de la Société et de ses actionnaires, le fait que la Société ne s'attend pas à ce que la décision d'utiliser de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie de croissance à long terme et l'attente selon laquelle la Société mettra en place un plan de rachat automatique d'actions visant les rachats effectués dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités;
- les prévisions concernant les travaux de maintenance planifiés à Firebag, aux installations du secteur Sables pétrolifères, à l'usine de valorisation 1, à Fort Hills, à Terra Nova et aux raffineries de Montréal, d'Edmonton, de Sarnia et de Commerce City, notamment en ce qui a trait au moment de leur exécution et à leurs répercussions;
- l'attente de Suncor qu'une augmentation des activités de forage d'exploration In Situ aux projets de mise en valeur de Meadow Creek et de Lewis pourrait venir soutenir la production au cours des années à venir;
- 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;
- les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,6 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 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;
- les prévisions de Suncor concernant les redevances à la Couronne sur la production de Syncrude et la charge d'impôt, ainsi que les hypothèses sous-jacentes à ses perspectives concernant le contexte commercial relatif au WCS à Hardisty et à la marge de craquage 3-2-1 au port de New York;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

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

Les facteurs influant sur les activités 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 la planification et à l'exécution des 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 plus récent 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)	2019	Trimestres clos les 31 mars 2018
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	8 983	8 807
Autres produits (pertes) (note 5)	414	(57)
	9 397	8 750
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 621	2 847
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 832	2 620
Transport	336	274
Dotation aux amortissements et à la dépréciation et pertes de valeur	1 462	1 424
Prospection	113	32
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 15)	(5)	(163)
Charges financières (note 7)	32	562
	7 391	7 596
Résultat avant impôt	2 006	1 154
Charge d'impôt sur le résultat		
Exigible	533	336
Différé	3	29
	536	365
Résultat net	1 470	789
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :		
Ajustement au titre des écarts de conversion	(68)	129
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :		
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	(136)	(10)
Autres éléments du résultat global	(204)	119
Total du résultat global	1 266	908
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)		
Résultat net – de base et dilué	0,93	0,48
Dividendes en trésorerie	0,42	0,36

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2019	31 décembre 2018
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	1 875	2 221
Créances	4 271	3 206
Stocks	3 650	3 159
Impôt sur le résultat à recevoir	149	114
Total de l'actif courant	9 945	8 700
Immobilisations corporelles, montant net (note 12)	76 347	74 245
Prospection et évaluation	2 372	2 319
Autres actifs	1 260	1 126
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 060	3 061
Actifs d'impôt différé	183	128
Total de l'actif	93 167	89 579
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	3 506	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	187	229
Tranche courante des obligations locatives à long terme (note 3)	297	—
Dettes fournisseurs et charges à payer	5 912	5 647
Tranche courante des provisions	719	667
Impôt à payer	680	535
Total du passif courant	11 301	10 309
Dette à long terme	12 446	13 890
Obligations locatives à long terme (note 3)	2 737	—
Autres passifs à long terme (note 10)	2 481	2 346
Provisions (note 11)	7 887	6 984
Impôt sur le résultat différé	12 053	12 045
Capitaux propres	44 262	44 005
Total du passif et des capitaux propres	93 167	89 579

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Activités d'exploitation		
Résultat net	1 470	789
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la dépréciation et pertes de valeur	1 462	1 424
Charge d'impôt différé	3	29
Charge de désactualisation	71	65
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(280)	373
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	72	(51)
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 15)	(5)	(163)
Rémunération fondée sur des actions	(109)	(224)
Prospection	2	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(114)	(169)
Autres	13	91
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 037)	(1 440)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 548	724
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(903)	(1 291)
Acquisitions (notes 13 et 14)	—	(1 068)
Produit de la cession d'actifs	7	—
Autres placements (note 15)	(57)	(57)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(34)	243
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(987)	(2 173)
Activités de financement		
Augmentation nette de la dette à court terme	326	1 745
Diminution nette de la dette à long terme	—	(17)
Variation de l'obligation locative à long terme	(70)	—
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	35	69
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(514)	(389)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(662)	(590)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(887)	818
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents		
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(20)	42
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 221	2 672
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	1 875	2 083
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	154	107
Impôt sur le résultat payé	116	617

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	—	—	—	789	789	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	129	—	129	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 4 \$	—	—	—	(10)	(10)	—
Total du résultat global	—	—	129	779	908	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	91	(21)	—	—	70	1 832
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(145)	—	—	(244)	(389)	(8 999)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	25	—	—	54	79	—
Rémunération fondée sur des actions	—	22	—	—	22	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(590)	(590)	—
31 mars 2018	26 577	568	938	17 400	45 483	1 633 816
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	—	—	—	1 470	1 470	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(68)	—	(68)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 50 \$	—	—	—	(136)	(136)	—
Total du résultat global	—	—	(68)	1 334	1 266	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	46	(10)	—	—	36	1 025
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(193)	—	—	(321)	(514)	(11 951)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	48	—	—	45	93	—
Rémunération fondée sur des actions	—	24	—	—	24	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(662)	(662)	—
31 mars 2019	25 811	554	1 008	16 889	44 262	1 573 558

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 pétrolières, la production pétrolière et gazière extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation de produits, principalement sous la marque Petro-Canada.

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

2. BASE D'ÉTABLISSEMENT

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans les méthodes comptables présentés 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 pratiquement en vigueur.

3. NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

IFRS 16, Contrats de location

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Selon IAS 17

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapprochement

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

1) Engagements locatifs non actualisés.

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

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

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

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

4. INFORMATION SECTORIELLE ¹⁾²⁾

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

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

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 219	2 571	937	1 017	5 190	5 417	8	9	9 354	9 014
Produits intersectoriels	962	1 028	—	—	14	21	(976)	(1 049)	—	—
Moins les redevances	(198)	(46)	(173)	(161)	—	—	—	—	(371)	(207)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 983	3 553	764	856	5 204	5 438	(968)	(1 040)	8 983	8 807
Autres produits (pertes)	10	15	386	(58)	15	(17)	3	3	414	(57)
	3 993	3 568	1 150	798	5 219	5 421	(965)	(1 037)	9 397	8 750
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	273	270	—	—	3 064	3 653	(716)	(1 076)	2 621	2 847
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 973	1 875	148	111	536	492	175	142	2 832	2 620
Transport	298	226	19	24	29	38	(10)	(14)	336	274
Dotation aux amortissements et à la dépréciation et pertes de valeur	992	974	247	279	203	154	20	17	1 462	1 424
Prospection	102	23	11	9	—	—	—	—	113	32
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	(4)	(1)	—	(162)	(1)	—	—	—	(5)	(163)
Charges financières (produits financiers)	69	77	14	1	13	3	(64)	481	32	562
	3 703	3 444	439	262	3 844	4 340	(595)	(450)	7 391	7 596
Résultat net avant impôt	290	124	711	536	1 375	1 081	(370)	(587)	2 006	1 154
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	41	(30)	252	203	361	269	(121)	(106)	533	336
Différé	60	57	(33)	(55)	5	23	(29)	4	3	29
	101	27	219	148	366	292	(150)	(102)	536	365
Résultat net	189	97	492	388	1 009	789	(220)	(485)	1 470	789
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	584	992	228	165	82	117	9	17	903	1 291

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 31 mars (en millions de dollars)	2019			2018		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	3 278	—	3 278	2 950	—	2 950
Bitume	903	—	903	649	—	649
	4 181	—	4 181	3 599	—	3 599
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	491	444	935	481	529	1 010
Gaz naturel	—	2	2	3	4	7
	491	446	937	484	533	1 017
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 106	—	2 106	2 388	—	2 388
Distillat	2 383	—	2 383	2 290	—	2 290
Autres	715	—	715	760	—	760
	5 204	—	5 204	5 438	—	5 438
Siège social et éliminations						
	(968)	—	(968)	(1 040)	—	(1 040)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	8 908	446	9 354	8 481	533	9 014

5. AUTRES PRODUITS (PERTES)

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2019	2018
Activités de négociation de l'énergie		
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net	95	(14)
(Pertes) profits à l'évaluation des stocks	(23)	16
Activités de gestion des risques ¹⁾	(57)	(25)
Produit financier et produit d'intérêts	50	9
Produit d'assurance ²⁾	363	—
Autres	(14)	(43)
	414	(57)

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) Produit d'assurance lié aux actifs en Libye dans le secteur Exploration et production (note 15).

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	
	2019	31 mars 2018
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	24	22
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	138	89
	162	111

7. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Intérêts sur la dette	210	209
Intérêts sur les obligations locatives (note 3)	45	—
Intérêts incorporés à l'actif	(28)	(77)
Charge d'intérêts	227	132
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	14	14
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	14
Charge de désactualisation	71	65
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(280)	373
Écarts de change et autres	(15)	(36)
	32	562

8. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Résultat net	1 470	789
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 579	1 639
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	3	5
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 582	1 644
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base et dilué par action	0,93	0,48

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 pouvant être rachetées entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 à 81 695 830.

Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a racheté 12,0 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2018 au prix moyen de 42,99 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 514 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2019	31 mars 2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	11 951	8 999
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	193	145
Résultats non distribués	321	244
Coût des rachats d'actions	514	389

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)	31 mars 2019	31 décembre 2018
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	63	111
Résultats non distribués	107	152
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	170	263

Le 1^{er} mai 2019, la TSX a accepté une demande présentée par Suncor concernant son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités 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. La demande prévoit que pour la période commençant le 6 mai 2019 et se terminant le 5 mai 2020, Suncor peut racheter aux fins d'annulation jusqu'à 50 252 231 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 30 avril 2019.

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) payé au cours de l'exercice	(102)	17	(85)
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net pour l'exercice (note 5)	95	(57)	38
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2019	(6)	19	13

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 31 mars 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 31 mars 2019, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	23	36	—	59
Dettes fournisseurs	(16)	(30)	—	(46)
	7	6	—	13

Au cours du premier 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 31 mars 2019, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 12,6 G\$ (12,9 G\$ au 31 décembre 2018) et sa juste valeur, à 14,8 G\$ (14,2 G\$ au 31 décembre 2018). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

11. PROVISIONS

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a augmenté de 921 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 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 3,50 % (4,20 % au 31 décembre 2018). Cette augmentation a été en partie neutralisée par les passifs réglés au cours de la période.

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

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

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

(en millions de dollars)	31 mars 2019
Immobilisations corporelles, montant net – compte non tenu des actifs au titre de droits d'utilisation	73 323
Actifs au titre de droits d'utilisation	3 024
	76 347

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	51
Écarts de change	(2)
31 mars 2019	3 375
Provision cumulée	
1 ^{er} janvier 2019	267
Amortissement	84
31 mars 2019	351
Actifs au titre du droit d'utilisation, montant net	
1 ^{er} janvier 2019	3 059
31 mars 2019	3 024

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 29 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 4 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 mars 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 9,1 G\$ et un bénéfice net consolidé de 793 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

15. AUTRES TRANSACTIONS

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.

Le 23 mars 2018, Suncor a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production connexe, et une contrepartie de 52 M\$ contre une participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») (société gazière privée). La participation a été comptabilisée initialement à 277 M\$ selon la méthode de la mise en équivalence. Par suite du transfert d'actifs à ce moment, Suncor a initialement comptabilisé un profit de 162 M\$ dans le secteur Exploration et production, après déduction d'une tranche du profit de la valeur de la participation. Au quatrième trimestre de 2018, après avoir fait une évaluation des prix des marchandises à terme et des flux de trésorerie nets futurs liés à la participation, la Société a réduit la valeur de sa participation dans Canbriam, comptabilisant pour l'exercice une perte nette de 90 M\$ après impôt. La valeur comptable résiduelle de la participation de la Société dans Canbriam est nulle.

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				Période de 12 mois close le	
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et autres produits	9 397	8 945	10 863	10 428	8 750	38 986
Résultat net^{A)}						
Sables pétrolifères	189	(377)	822	403	97	945
Exploration et production	492	(115)	222	312	388	807
Raffinage et commercialisation	1 009	762	932	671	789	3 154
Siège social et éliminations	(220)	(550)	(164)	(414)	(485)	(1 613)
	1 470	(280)	1 812	972	789	3 293
Résultat d'exploitation^{A)B)}						
Sables pétrolifères	189	(377)	762	403	97	885
Exploration et production	492	108	222	312	255	897
Raffinage et commercialisation	1 009	762	932	671	789	3 154
Siège social et éliminations	(481)	87	(359)	(196)	(156)	(624)
	1 209	580	1 557	1 190	985	4 312
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)B)}						
Sables pétrolifères	1 184	607	1 884	1 491	982	4 964
Exploration et production	702	331	443	539	466	1 779
Raffinage et commercialisation	1 253	873	1 122	892	911	3 798
Siège social et éliminations	(554)	196	(310)	(60)	(195)	(369)
Total des fonds provenant de l'exploitation	2 585	2 007	3 139	2 862	2 164	10 172
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 037)	1 033	1 231	(416)	(1 440)	408
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	1 548	3 040	4 370	2 446	724	10 580
Par action ordinaire						
Résultat net – de base	0,93	(0,18)	1,12	0,60	0,48	2,03
Résultat net – dilué	0,93	(0,18)	1,11	0,59	0,48	2,02
Résultat d'exploitation – de base ^{B)}	0,77	0,36	0,96	0,73	0,60	2,65
Dividendes en trésorerie – de base	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	1,44
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{B)}	1,64	1,26	1,94	1,75	1,32	6,27
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation – de base	0,98	1,90	2,70	1,50	0,44	6,54

Rendement du capital investi ^{B)}	Périodes de 12 mois closes les				
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	8,3	8,2	10,4	9,5	7,8
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	8,2	8,0	9,7	8,3	6,5

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.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

		Trimestres clos les				Période de 12 mois close le
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	657,2	740,8	651,7	547,6	571,7	628,6
Activités du secteur Sables pétrolifères						
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	341,2	273,4	330,1	237,9	279,4	280,3
Bitume non valorisé	55,4	159,3	146,0	121,0	125,4	138,0
Production du secteur Sables pétrolifères	396,6	432,7	476,1	358,9	404,8	418,3
Production de bitume (kb/j)						
Activités minières	267,8	278,3	323,4	195,4	241,6	258,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	189,4	197,2	211,0	201,9	205,8	204,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	35,2	37,0	37,1	34,4	35,1	36,0
Total de la production de bitume	492,4	512,5	571,5	431,7	482,5	498,8
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	113,7	110,2	129,5	59,6	84,2	96,1
Diesel	29,0	27,6	34,7	32,4	20,4	28,8
Brut léger sulfureux	182,4	150,7	162,8	159,0	178,2	162,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	325,1	288,5	327,0	251,0	282,8	287,5
Bitume non valorisé	53,2	172,0	131,4	113,7	118,2	134,0
Ventes	378,3	460,5	458,4	364,7	401,0	421,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes ^{1)B)} (\$/b)*						
Charges décaissées	27,15	22,80	21,05	27,45	25,05	23,85
Gaz naturel	2,80	1,70	0,95	1,20	1,80	1,40
	29,95	24,50	22,00	28,65	26,85	25,25
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières ^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	27,80	23,65	20,35	32,15	26,50	25,20
Gaz naturel	1,00	0,35	0,15	0,30	0,65	0,35
	28,80	24,00	20,50	32,45	27,15	25,55
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités <i>in situ</i> ^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	6,10	5,75	6,20	6,10	6,55	6,15
Gaz naturel	3,80	2,55	1,85	1,80	3,00	2,30
	9,90	8,30	8,05	7,90	9,55	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				Période de 12 mois close le
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères						
Fort Hills						
Production de bitume (kb/j)	78,4	98,5	69,4	70,9	29,8	67,4
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	—	(5,2)	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	78,4	98,5	69,4	70,9	24,6	66,1
Ventes de bitume (kb/j)	78,7	94,6	61,6	64,0	8,1	57,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	27,70	23,85	32,55	27,60	50,45	30,00
Gaz naturel	1,90	1,00	0,90	0,95	3,20	1,20
	29,60	24,85	33,45	28,55	53,65	31,20
Syncrude						
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	182,2	209,6	106,2	117,8	142,3	144,2
Production de bitume (kb/j)	210,6	240,7	130,9	142,7	173,3	172,0
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	186,0	206,3	107,2	119,9	138,2	143,0
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	35,55	30,85	62,80	53,80	49,25	46,15
Gaz naturel	1,50	0,90	1,05	2,45	1,50	1,10
	37,05	31,75	63,85	56,25	50,75	47,25

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur	Trimestres clos les				Période de 12 mois close le	
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères^{B)C)}						
Bitume (\$/b)						
Prix moyen obtenu	48,37	7,96	42,03	47,08	33,55	30,22
Redevances	(1,37)	(0,06)	(3,20)	(3,27)	(0,90)	(1,70)
Frais de transport	(6,78)	(5,53)	(5,41)	(4,24)	(5,98)	(5,52)
Charges d'exploitation nettes	(8,56)	(7,61)	(7,01)	(7,37)	(8,75)	(7,68)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	31,66	(5,24)	26,41	32,20	17,92	15,32
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)						
Prix moyen obtenu	69,34	46,07	86,71	85,06	74,65	73,07
Redevances	(1,38)	(0,91)	(2,70)	(2,60)	(0,56)	(1,63)
Frais de transport	(4,44)	(3,63)	(3,76)	(5,06)	(4,14)	(4,10)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(23,87)	(23,72)	(20,49)	(27,52)	(25,33)	(24,04)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(5,11)	(6,49)	(5,03)	(8,13)	(6,05)	(6,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	34,54	11,32	54,73	41,75	38,57	36,98
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)						
Prix moyen obtenu	66,39	31,84	73,90	73,21	62,54	59,46
Redevances	(1,38)	(0,59)	(2,84)	(2,81)	(0,66)	(1,70)
Frais de transport	(4,77)	(4,34)	(4,23)	(4,80)	(4,68)	(4,55)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(26,11)	(21,78)	(20,21)	(26,83)	(24,71)	(23,15)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	34,13	5,13	46,62	38,77	32,49	30,06
Fort Hills (\$/b)						
Prix moyen obtenu	62,92	30,57	64,33	60,81	40,58	48,48
Redevances	(1,43)	(1,41)	(3,07)	(0,73)	(1,54)	(1,67)
Frais de transport	(12,97)	(10,31)	(10,90)	(8,95)	(8,10)	(10,01)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(25,17)	(28,79)	(30,69)	(22,73)	(106,07)	(30,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	23,35	(9,94)	19,67	28,40	(75,13)	6,48
Syncrude (\$/b)						
Prix moyen obtenu	68,36	48,07	89,50	86,73	77,33	70,68
Redevances	(8,09)	(1,53)	(2,49)	(2,41)	(1,57)	(1,90)
Frais de transport	(0,46)	(0,36)	(0,70)	(0,57)	(0,48)	(0,49)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(31,53)	(28,33)	(62,61)	(52,27)	(45,30)	(43,81)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	28,28	17,85	23,70	31,48	29,98	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.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	31 mars 2019	Trimestres clos les			31 mars 2018	Période de
		31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018		12 mois close le
						31 déc. 2018
Exploration et production						
Total des volumes de ventes (kbep/j)	111,8	83,1	96,5	110,2	121,9	102,8
Production totale (kbep/j)	107,1	90,2	92,1	114,1	117,7	103,4
Volumes de production						
Exploration et production – Canada						
<i>Côte Est du Canada</i>						
Terra Nova (kb/j)	13,2	9,5	8,6	13,6	15,4	11,7
Hibernia (kb/j)	25,7	19,0	17,9	25,5	26,1	22,1
White Rose (kb/j)	1,1	3,7	8,0	6,0	8,8	6,6
Hebron (kb/j)	18,3	15,7	14,4	13,5	8,2	13,0
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	—	—	—	—	2,0	0,5
	58,3	47,9	48,9	58,6	60,5	53,9
Exploration et production – International						
Buzzard (kbep/j)	36,7	27,7	29,6	39,4	40,4	34,2
Golden Eagle (kbep/j)	10,2	10,7	12,0	12,6	14,3	12,4
Royaume-Uni (kbep/j)	46,9	38,4	41,6	52,0	54,7	46,6
Norvège – Oda (kbep/j)	0,2	—	—	—	—	—
Libye (kb/j) ³⁾	1,7	3,9	1,6	3,5	2,5	2,9
	48,8	42,3	43,2	55,5	57,2	49,5
Revenus nets^{B)C)}						
Côte Est du Canada (\$/b)						
Prix moyen obtenu	86,16	76,19	99,50	97,30	84,63	90,04
Redevances	(19,75)	(5,04)	(18,75)	(13,02)	(14,34)	(13,31)
Frais de transport	(1,56)	(2,71)	(2,28)	(2,24)	(1,84)	(2,22)
Charges d'exploitation	(15,63)	(23,71)	(16,06)	(11,21)	(9,70)	(14,43)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	49,22	44,73	62,41	70,83	58,75	60,08
Royaume-Uni (\$/bep)						
Prix moyen obtenu	85,40	85,31	94,28	93,88	83,22	89,10
Frais de transport	(2,22)	(2,14)	(2,22)	(2,20)	(2,14)	(2,18)
Charges d'exploitation	(5,09)	(8,94)	(6,04)	(5,39)	(5,36)	(6,27)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	78,09	74,23	86,02	86,29	75,72	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)

	31 mars 2019	Trimestres clos les			31 mars 2018	Période de
		31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018		12 mois close le
						31 déc. 2018
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	542,8	530,6	565,5	500,0	512,9	527,4
Pétrole brut traité (kb/j)	444,9	467,9	457,2	344,1	453,5	430,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	101	99	74	98	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	36,35	41,50	34,45	30,25	30,50	34,50
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,60	5,45	5,00	6,25	4,90	5,35
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	120,6	117,8	122,0	117,8	113,6	117,8
Distillat	103,1	100,2	96,7	93,4	81,8	95,8
Total des ventes de carburants de transport	223,7	218,0	218,7	211,2	195,4	213,6
Produits pétrochimiques						
Asphalte	12,6	15,2	20,5	13,3	13,1	15,5
Autres	27,5	25,7	26,5	25,9	36,6	26,0
Total des ventes de produits raffinés	276,6	269,2	274,7	262,2	259,2	266,4
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	216,2	221,0	211,6	182,0	217,8	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	100	95	82	98	94
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	126,1	127,8	139,0	124,2	120,1	127,8
Distillat	118,7	109,5	121,0	88,3	109,9	107,6
Total des ventes de carburants de transport	244,8	237,3	260,0	212,5	230,0	235,4
Asphalte						
Autres	13,9	12,8	14,7	11,0	12,4	12,3
Total des ventes de produits raffinés	266,2	261,4	290,8	237,8	253,7	261,0
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	228,7	246,9	245,6	162,1	235,7	222,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	103	102	68	98	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.

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 31 mars 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	277	2 158	2 435	627	1 143	(24)	4 181
Autres produits (pertes)	—	24	24	(41)	(10)	37	10
Achats de pétrole brut et de produits	(58)	(36)	(94)	(155)	(22)	(2)	(273)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	12	(117)	(105)	15	10		
Montant brut réalisé	231	2 029	2 260	446	1 121		
Redevances	(7)	(40)	(47)	(10)	(133)	(8)	(198)
Frais de transport	(32)	(156)	(188)	(102)	(8)	—	(298)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	26	26	10	(1)		
Frais de transport nets	(32)	(130)	(162)	(92)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(1 083)	(1 141)	(234)	(619)	21	(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)	(179)	(516)		
Marge brute	151	1 012	1 163	165	463		
Volumes de ventes (kb)	4 784	29 260	34 044	7 080	16 380		
Revenus d'exploitation nets par baril	31,66	34,54	34,13	23,35	28,28		

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

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

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

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 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	572	1 960	2 532	77	1 003	(13)	3 599
Autres (pertes) produits	(4)	—	(4)	(2)	3	18	15
Achats de pétrole brut et de produits	(211)	(35)	(246)	(17)	(16)	9	(270)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	—	(25)	(25)	(28)	—		
Montant brut réalisé	357	1 900	2 257	30	990		
Redevances	(10)	(14)	(24)	(2)	(20)	—	(46)
Frais de transport	(64)	(126)	(190)	(26)	(10)	—	(226)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	21	21	20	4		
Frais de transport nets	(64)	(105)	(169)	(6)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(945)	(1 072)	(143)	(661)	1	(1 875)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	34	146	180	66	81		
Charges d'exploitation nettes	(93)	(799)	(892)	(77)	(580)		
Marge (perte) brute	190	982	1 172	(55)	384		
Volumes de ventes (kb)	10 635	25 453	36 088	729	12 810		
Revenus d'exploitation nets par baril	17,92	38,57	32,49	(75,13)	29,98		

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

	Trimestres clos les				31 mars 2018	Période de 12 mois close le 31 déc. 2018
	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	619	619	635	608	661	2 523
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(12)	(7)	(11)	(5)	(10)	(33)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	607	612	624	603	651	2 490
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	16 380	19 286	9 769	10 718	12 810	52 583
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	37,05	31,75	63,85	56,25	50,75	47,25

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	409	478	130	1 017
Redevances	—	(82)	(79)	(161)
Frais de transport	(11)	(10)	(3)	(24)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(68)	(11)	(111)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	7	14		
Montant brut réalisé	373	332		
Volumes de ventes (kbep)	4 920	5 647		
Revenus d'exploitation nets par baril	75,72	58,75		

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)

	31 mars. 2019	Trimestres clos les			31 mars 2018	Période de
		31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018		12 mois close le
						31 déc. 2018
Marge brute ¹¹⁾	2 140	1 711	1 987	1 639	1 785	7 122
Autres produits (pertes)	15	90	10	(15)	(17)	68
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(587)	115	(431)	(620)	(415)	(1 351)
Marge de raffinage ^{B)}	1 568	1 916	1 566	1 004	1 353	5 839
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	43 143	46 145	45 465	33 165	44 363	169 138
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	36,35	41,50	34,45	30,25	30,50	34,50
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	(333)	444	—	(96)	(11)	337
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{B)}	1 235	2 360	1 566	908	1 342	6 176
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{B)}	28,65	51,15	34,45	27,40	30,25	36,50
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	536	538	519	494	492	2 043
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(294)	(288)	(292)	(288)	(274)	(1 142)
Charges d'exploitation de raffinage	242	250	227	206	218	901
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	43 143	46 145	45 465	33 165	44 363	169 138
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,60	5,45	5,00	6,25	4,90	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 substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

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

Revenus nets du secteur Sables pétroliers

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

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

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

Définitions

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

Notes explicatives

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

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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