

RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2019

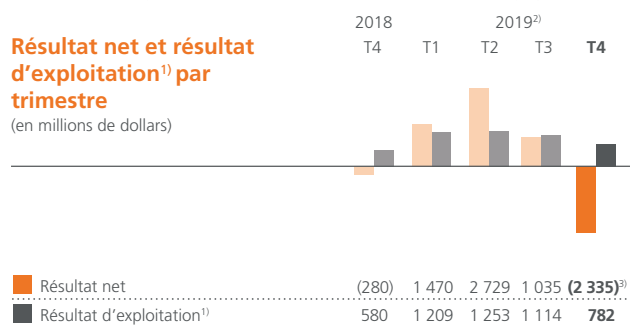
Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée selon un prix raisonnable. Certaines mesures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

« Au cours du quatrième trimestre de 2019, Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation de 2,6 G\$, ce qui porte les fonds provenant de l'exploitation pour l'exercice à un nouveau montant record de 10,8 G\$, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. En 2019, nous avons redistribué à nos actionnaires 4,9 G\$ sous la forme de dividendes et de rachats d'actions, ce qui représente 45 % du total de nos fonds provenant de l'exploitation. Depuis l'ouverture de l'exercice 2017, nous avons versé 7,1 G\$ en dividendes et racheté pour 6,7 G\$ de nos actions ordinaires, soit plus de 9 % de nos actions ordinaires en circulation, ce qui témoigne de notre engagement à redistribuer de la valeur aux actionnaires. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,553 G\$ (1,66 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, contre 2,007 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, soit un montant supérieur à 2 G\$ pour un dixième trimestre consécutif. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 2,304 G\$ au quatrième trimestre de 2019, comparativement à 3,040 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cet écart est attribuable à l'entrée de trésorerie prise en compte dans le fonds de roulement qui a été comptabilisée dans un contexte de baisse des prix.
- Le résultat d'exploitation¹⁾ s'est établi à 782 M\$ (0,51 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, contre 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le quatrième trimestre de 2019, la Société a inscrit une perte nette de 2,335 G\$ (1,52 \$ par action ordinaire) en raison de la comptabilisation de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie de 3,352 G\$ après impôt en raison surtout de la diminution des cours prévus du pétrole lourd à Fort Hills et de la hausse des dépenses en immobilisations estimées au projet d'extension ouest de White Rose, en comparaison d'une perte nette de 280 M\$ (0,18 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Au quatrième trimestre de 2019, Suncor a démontré qu'elle continuait à privilégier la qualité plutôt que le volume, la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétroliers s'étant établie à 300 000 barils par jour (« b/j ») et le taux d'utilisation des installations de valorisation, à 86 %, comparativement à une production de pétrole brut synthétique de 273 400 b/j et à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 79 % pour la période correspondante de l'exercice précédent. La production des deux trimestres reflète l'incidence défavorable des travaux de maintenance menés au cours de ces périodes.
- Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») sont passés de 90 200 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») au quatrième trimestre de l'exercice précédent à 115 900 bep/j au quatrième trimestre de 2019. Cette hausse s'explique surtout par la production plus élevée provenant de la côte Est du Canada, qui est passée de 47 900 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent à 69 600 b/j.
- La fiabilité de l'exploitation dans le secteur Raffinage et commercialisation s'est traduite par un taux d'utilisation des raffineries de 97 % et un débit de traitement du brut de 447 500 b/j.
- Suncor a approuvé le projet de parc éolien Forty Mile, qui devrait générer de la valeur grâce à une production d'électricité durable à faibles émissions de carbone et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor.
- Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé un dividende trimestriel de 0,465 \$ par action, ce qui représente une hausse de 11 %. Le conseil a également approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions actuel de la Société visant à le faire passer de 2,0 G\$ à 2,5 G\$ d'ici la fin de février 2020 ainsi qu'une nouvelle reconduction du programme de rachat d'actions à hauteur de 2,0 G\$ à compter du 1^{er} mars 2020. Le renouvellement du programme témoigne de la confiance qu'a la Société en sa capacité à générer des flux de trésorerie et de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

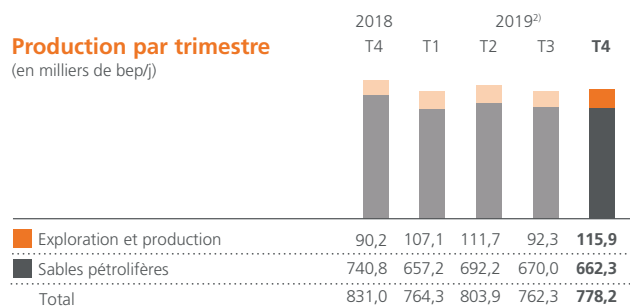
Résultat net et résultat d'exploitation¹⁾ par trimestre

(en millions de dollars)



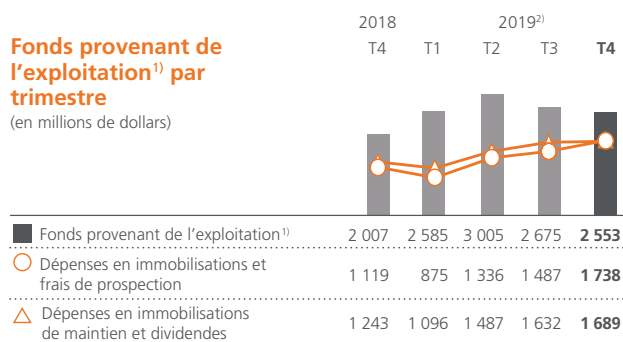
Production par trimestre

(en milliers de bep/j)



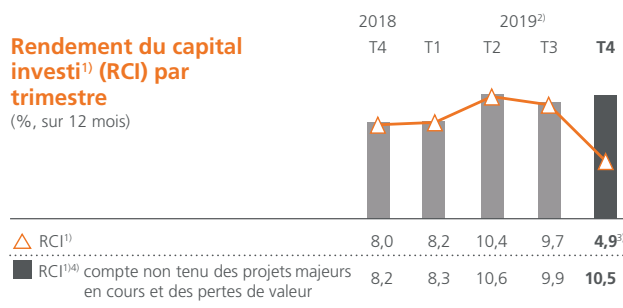
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾ par trimestre

(en millions de dollars)



Rendement du capital investi¹⁾ (RCI) par trimestre

(%, sur 12 mois)



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 de la perte nette et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Comprend l'incidence des réductions obligatoires de la production imposée par le gouvernement de l'Alberta.

3) Tient compte de pertes de valeur d'actifs de 3,352 G\$ après impôt.

4) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours et des pertes de valeur, aurait été de 8,7 % au deuxième trimestre de 2019, de 8,0 % au troisième trimestre de 2019 et de 8,6 % au quatrième trimestre de 2019 compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Résultats financiers

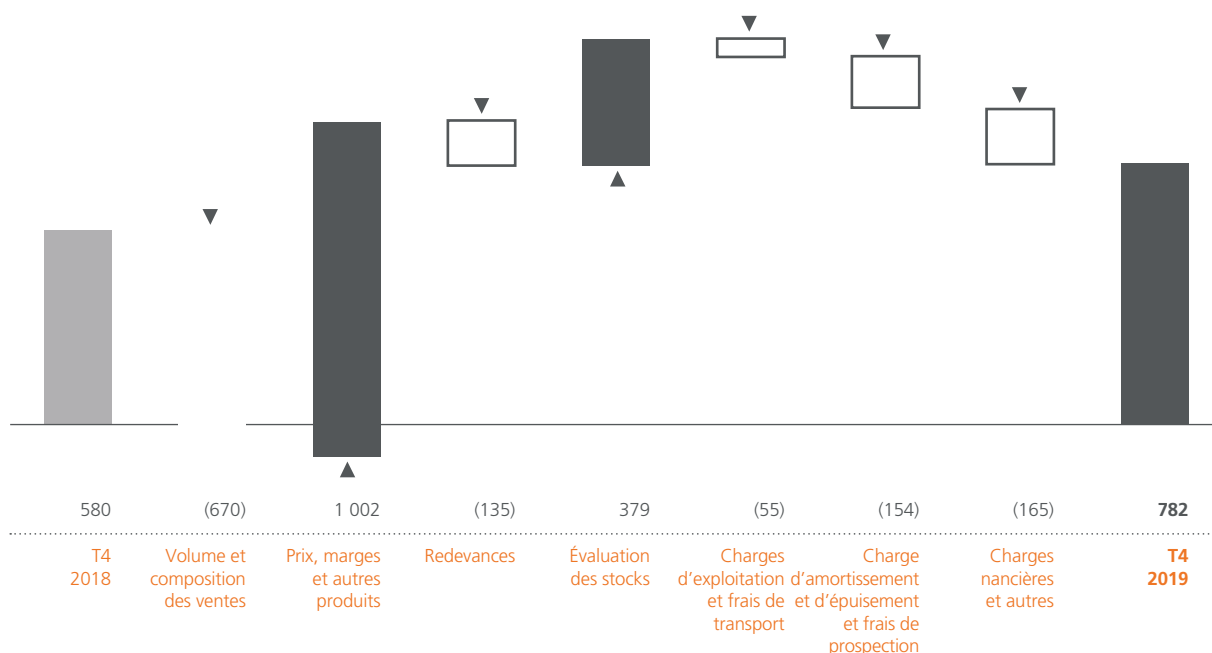
Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation de Suncor pour le quatrième trimestre de 2019 s'est établi à 782 M\$ (0,51 \$ par action ordinaire), en comparaison de 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'augmentation est principalement attribuable à l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, notamment un important rétrécissement des écarts de prix du brut lourd et du pétrole brut synthétique, qui a plus que contrebalancé la diminution du cours de référence. Cette situation s'est traduite par une majoration des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par une incidence nette favorable de la révision de l'évaluation des stocks, lesquelles ont été partiellement neutralisées par une diminution des marges de raffinage. Le résultat d'exploitation du quatrième trimestre de 2019 reflète également l'incidence favorable de la hausse de la production provenant de la côte Est du Canada et du projet Oda.

Le résultat d'exploitation s'est toutefois ressenti de la baisse de la production du secteur Sables pétrolifères par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent qui a été observée en raison essentiellement de l'exécution de travaux de maintenance planifiés, de même que des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta, de l'augmentation de la charge d'épuisement et d'amortissement, de la hausse des redevances et de la diminution du débit de traitement du brut par les raffineries.

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 document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Perte nette

Suncor a inscrit une perte nette de 2,335 G\$ (1,52 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, contre une perte nette de 280 M\$ (0,18 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette du quatrième trimestre de 2019 rend compte de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie de 3,352 G\$ après impôt qui ont été partiellement contrebalancées par un profit de change latent après impôt de 235 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 637 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte de valeur hors trésorerie après impôt de 223 M\$ sur l'un des placements en titre de capitaux propres de la Société.

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 2,553 G\$ (1,66 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, comparativement à 2,007 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018, reflètent essentiellement 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 2,304 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, comparativement à 3,040 G\$ (1,90 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018. En plus des éléments susmentionnés qui ont eu une incidence sur le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie liée au fonds de roulement au cours du trimestre à l'étude, par rapport à une entrée de trésorerie au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La sortie de trésorerie prise en compte dans les soldes du fonds de roulement hors trésorerie de la Société s'explique principalement par une hausse des soldes de créances liée à une augmentation des marges de raffinage à la fin du trimestre et par un accroissement des volumes de ventes en amont.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 778 200 bep/j pour le quatrième trimestre de 2019, comparativement à 831 000 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à la baisse de la production du secteur Sables pétrolifères qui a résulté de l'exécution de travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta. Les volumes de production du secteur E&P ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse de la production provenant de la côte Est du Canada et du projet Oda.

Au cours du quatrième trimestre de 2019, la Société a continué de tirer parti de sa présence régionale et de la polyvalence de ses actifs pour maximiser la valeur des barils alloués aux termes du programme de réduction obligatoire de la production. La Société a réussi à optimiser le transfert de ses allocations au titre des réductions entre les actifs pendant les travaux de maintenance planifiés menés aux installations du secteur Sables pétrolifères et à Syncrude tout en continuant à se concentrer sur la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. Une fois les travaux de maintenance achevés au cours du trimestre, la Société a pu acheter des crédits provenant de tiers et bénéficier des allègements spéciaux des réductions obligatoires de la production qui ont été annoncés par le gouvernement de l'Alberta le 31 octobre 2019 et qui sont entrés en vigueur le 1^{er} décembre suivant. Ce programme offre aux producteurs un allègement temporaire des réductions correspondant à l'augmentation progressive de leurs exportations ferroviaires, une mesure qui devrait être maintenue en 2020.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 418 100 b/j au quatrième trimestre de 2019, contre 432 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de la production est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance, notamment les travaux de maintenance planifiés menés tous les ans aux installations de cokéfaction du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de Suncor. Cette baisse tient également à la perte de rendement accrue liée à l'accroissement de la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, aux réductions obligatoires de la production et à une interruption survenue à MacKay River. MacKay River devrait reprendre ses activités au terme des travaux de maintenance planifiés, dont l'achèvement a été devancé au début du deuxième trimestre de 2020 afin de coïncider avec l'interruption et de limiter ainsi les répercussions sur les volumes de l'ensemble de l'exercice. Grâce à l'excellente fiabilité des installations de valorisation, la production de pétrole brut synthétique a augmenté pour atteindre 300 000 b/j au quatrième trimestre de 2019, et ce, malgré l'exécution de travaux de maintenance, en comparaison de 273 400 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui représente des taux d'utilisation respectifs de 86 % et de 79 %. La production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société s'est établie à 118 100 b/j au quatrième trimestre de 2019, contre 159 300 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui rend compte essentiellement de l'incidence de l'interruption à MacKay River et de la gestion des réductions obligatoires de la production, lesquelles ont entraîné une augmentation des volumes destinés à la valorisation, conformément à la priorité accordée par la Société à la qualité plutôt qu'aux volumes, à la faveur d'une production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ ont augmenté pour s'établir à 28,55 \$ au quatrième trimestre de 2019, contre 24,50 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'incidence de la baisse des volumes de production dont il est question ci-dessus, de la hausse des coûts liée à un accroissement de la production de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée ainsi que de l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs miniers, des coûts de maintenance des pelles et des coûts des marchandises.

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 présent document.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est élevée à 87 900 b/j en moyenne au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 98 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable aux travaux de maintenance planifiés menés à bien au cours du trimestre, de même qu'aux réductions obligatoires de la production. Ces réductions continuent de peser sur Fort Hills, car elles sont appliquées en fonction des volumes de 2018, période où la cadence de production des installations augmentait progressivement pour atteindre la capacité nominale. La Société est néanmoins parvenue à atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production en transférant à l'interne des crédits provenant du secteur Sables pétrolifères et en achetant des crédits provenant de tiers.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont chiffrées en moyenne à 28,65 \$ au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 24,85 \$ au quatrième trimestre de l'exercice précédent, ce qui rend compte de l'incidence de la baisse des volumes de production et de la légère hausse des charges d'exploitation décaissées qui a résulté de l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 156 300 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 209 600 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés qui ont été entrepris au troisième trimestre de 2019 et achevés au cours du quatrième trimestre, alors que la Société n'avait pas mené de travaux de maintenance planifiés au quatrième trimestre de 2018, ainsi que par les réductions obligatoires de la production. Une fois les travaux de maintenance achevés, la Société a pu atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production sur les volumes en transférant des crédits à l'interne et en achetant des crédits provenant de tiers. L'excellente fiabilité des installations qui a résulté des travaux de maintenance est représentative de leur rendement tout au long de l'exercice, 2019 étant le deuxième meilleur exercice de l'histoire de ces actifs au chapitre de la production, et ce, malgré les réductions obligatoires.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 39,85 \$ au quatrième trimestre de 2019, en hausse par rapport à celles de 31,75 \$ inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse de la production, en partie contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation décaissées.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 115 900 bep/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 90 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse de la production provenant de la côte Est du Canada et du projet Oda, où la production a débuté au premier trimestre de 2019, partiellement contrebalancée par la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 447 500 b/j, et le taux d'utilisation des raffineries est demeuré excellent, s'établissant à 97 % au quatrième trimestre de 2019, comparativement à un débit de traitement du brut de 467 900 b/j et à un taux d'utilisation des raffineries de 101 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 534 600 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 530 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte d'un volume considérable de ventes au détail.

« Les raffineries et les installations de valorisation ont affiché une grande fiabilité au cours du trimestre et, malgré quelques difficultés sur le plan de l'exploitation, nous avons mené à bien des travaux de maintenance d'envergure à toutes nos installations de production en amont, a déclaré Mark Little. Forts de la fiabilité de nos installations de valorisation, nous avons pu nous concentrer judicieusement sur la qualité plutôt que sur les volumes, ce qui s'est traduit par une production à marge plus élevée en période de réductions obligatoires. »

Mise à jour concernant la stratégie

Au quatrième trimestre de 2019, Suncor a continué de s'efforcer de maximiser la redistribution de trésorerie à ses actionnaires, ayant versé 644 M\$ de dividendes et racheté 11,1 millions d'actions ordinaires en contrepartie d'un montant de 452 M\$ dans le cadre de son programme de rachat d'actions. En 2019, la Société a redistribué 4,9 G\$ en trésorerie aux actionnaires sous la forme de dividendes et de rachats d'actions, ce qui représente 45 % du total des fonds provenant de l'exploitation, et a également réduit sa dette de 425 M\$ grâce à la marge de manœuvre que lui procure toujours sa stratégie de répartition du capital.

Au quatrième trimestre de 2019, après que le conseil a approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions de la Société visant à le faire passer de 2,0 G\$ à 2,5 G\$, la Bourse de Toronto a accepté un avis l'informant de l'intention de la

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 présent document.

Société d'augmenter le nombre maximal des actions qu'elle peut racheter dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. L'augmentation du programme de rachat d'actions témoigne de la confiance qu'a la Société en sa capacité à générer des flux de trésorerie et de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

Après la clôture du trimestre, le conseil a approuvé un dividende trimestriel de 0,465 \$ par action, ce qui représente une hausse de 11 %, et a également autorisé le rachat d'actions d'une valeur maximale de 2,0 G\$ à compter du 1^{er} mars 2020.

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

Suncor se concentre sur des projets à faible intensité capitalistique et créateurs de valeur, notamment la centrale de cogénération annoncée au troisième trimestre de 2019, la poursuite du déploiement de camions autonomes, les nouveaux procédés de gestion des résidus miniers, les pipelines bidirectionnels de Syncrude et l'adoption de technologies numériques, ce qui souligne notre engagement à assurer une forte croissance économique qui est axée sur le progrès technologique et qui produit des résultats durables de premier plan.

La Société est déterminée à réduire l'intensité de ses émissions totales de gaz à effet de serre (« GES ») de 30 % d'ici 2030 et continue à investir dans les nouvelles technologies à faibles émissions de carbone destinées à réduire le bilan carbone de ses activités et des produits qu'elle vend. Au quatrième trimestre de 2019, la Société a approuvé le projet de parc éolien Forty Mile dans le sud de l'Alberta. Ce projet d'énergie renouvelable représente des dépenses en immobilisations totales estimées à 300 M\$, dont 25 % en 2019 et le reste au cours des deux prochaines années. Cette approche d'investissement dans les énergies renouvelables devrait générer une valeur importante grâce à une production d'électricité durable à faibles émissions de carbone et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor. Parallèlement à la centrale de cogénération, Suncor a approuvé en 2019 des projets qui devraient permettre d'atteindre le tiers de son objectif de réduction de l'intensité de ses émissions de GES.

Au quatrième trimestre de 2019, la Société a également conclu une prise de participation additionnelle de 50 M\$ dans Enkern Inc., une entreprise de conversion des déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables, portant ainsi le total de la prise de participation de la Société à 73 M\$.

« Suncor continue d'investir dans des projets à haut rendement et, au quatrième trimestre de 2019, a approuvé le projet de parc éolien Forty Mile, qui vise à fournir une énergie fiable et à faibles émissions de carbone au réseau électrique de l'Alberta, a déclaré M. Little. De plus, par l'entremise de notre marque Petro-Canada, nous contribuons à la transformation du système énergétique canadien grâce à l'achèvement de notre réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour véhicules électriques. Ces projets devraient générer de la valeur pour les actionnaires de Suncor et contribuer aux objectifs stratégiques de développement durable de la Société. »

La Société continue de mettre l'accent sur la croissance stratégique de la production tirée des actifs existants, notamment en élaborant des projets de forage d'extension extracôtiers dans le secteur E&P. Les activités de forage sont en cours à Hebron et la production continue d'augmenter avec l'achèvement du dixième puits productif au cours du quatrième trimestre de 2019. Les autres activités du secteur E&P au quatrième trimestre de 2019 comprenaient les activités de forage de développement de Hibernia, Hebron et Buzzard, ainsi que les travaux de mise en valeur du projet Terra Nova, du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres		Périodes de 12 mois	
	clos les 31 décembre 2019	décembre 2018	closes les 31 décembre 2019	décembre 2018
Résultat net	(2 335)	(280)	2 899	3 293
Pertes de valeur d'actifs ²⁾	3 352	—	3 352	—
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(235)	637	(590)	989
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	—	(1 116)	—
Perte sur placement en titres de capitaux propres et (profit) sur cessions importantes ⁴⁾	—	223	(187)	30
Résultat d'exploitation ¹⁾	782	580	4 358	4 312

- 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 document.
- 2) Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur après impôt de 2,803 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison d'une révision à la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut à long terme et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur après impôt de 393 M\$ liées à White Rose en raison d'une révision à la hausse des dépenses en immobilisations estimatives liées au projet d'extension ouest de White Rose. Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2019 pour plus de précisions à ce sujet.
- 3) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 4) Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels du secteur E&P. Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn. Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Cambriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.

Perspectives de la Société

Aucune modification n'a été apportée aux perspectives de Suncor préalablement annoncées pour 2020. Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2020, visitez le www.suncor.com/fr-ca/centre-des-investisseurs/perspectives-de-la-societe.

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 présent document.

RAPPORT DE GESTION DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Le 5 février 2020

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

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 quatrième trimestre	9
3. Information financière consolidée	11
4. Résultats sectoriels et analyse	17
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	32
6. Situation financière et situation de trésorerie	34
7. Données financières trimestrielles	38
8. Autres éléments	40
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	41
10. Abréviations courantes	47
11. Énoncés prospectifs	48

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

En date du 1^{er} janvier 2019, la Société a adopté IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace la norme précédente portant sur les contrats de location, IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »), et exige la comptabilisation de tous les contrats de location à l'état de la situation financière, en prévoyant des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est de 12 mois ou moins ainsi que pour les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 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 selon un prix raisonnable.

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

En outre, au premier trimestre de 2019, la Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait. Ce changement n'a aucune incidence sur les dépenses en immobilisations totales et les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour le refléter. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent document 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 document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ainsi que les montants par action connexes, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document 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 document et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement, le cas échéant, avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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 document. Le présent document 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 document, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent document.

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 document, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du quatrième trimestre

- Le résultat d'exploitation¹⁾ de Suncor s'est établi à 782 M\$ (0,51 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, notamment un important rétrécissement des écarts de prix du brut lourd et du pétrole brut synthétique, qui a plus que contrebalancé la diminution du cours de référence. Cette situation s'est traduite par une majoration des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par une incidence nette favorable de la révision de l'évaluation des stocks, lesquelles ont été partiellement neutralisées par une diminution des marges de raffinage. Le résultat d'exploitation du quatrième trimestre de 2019 reflète également l'incidence favorable de la hausse de la production provenant de la côte Est du Canada et du projet Oda. Le résultat d'exploitation s'est toutefois ressenti de la baisse de la production du secteur Sables pétrolifères par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent qui a été observée en raison essentiellement de l'exécution de travaux de maintenance planifiés, ainsi que des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta, de l'augmentation de la charge d'épuisement et d'amortissement, de la hausse des redevances et de la diminution du débit de traitement du brut par les raffineries.
- Suncor a inscrit une perte nette de 2,335 G\$ (1,52 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte nette de 280 M\$ (0,18 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette du quatrième trimestre de 2019 rend compte de pertes de valeur hors trésorerie de 3,352 G\$ après impôt attribuables surtout à la diminution des cours prévus du pétrole lourd à Fort Hills et à la hausse des dépenses en immobilisations estimées au projet de White Rose, qui ont été partiellement compensées par un profit de change latent après impôt de 235 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. La perte nette du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 637 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte de valeur hors trésorerie après impôt de 223 M\$ sur l'un des placements en titres de capitaux propres de la Société.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,553 G\$ (1,66 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 2,007 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018, et ils reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,304 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2019, contre 3,040 G\$ (1,90 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2018, ce qui reflète les rentrées de trésorerie prises en compte dans le fonds de roulement, comparativement à des sorties de trésorerie pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation des soldes de créances liée aux marges des raffineries plus élevées à la fin du trimestre et d'une hausse du volume des ventes en amont.
- **Priorité soutenue accordée à la qualité plutôt qu'au volume.** Au quatrième trimestre de 2019, la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 300 000 b/j et le taux d'utilisation de ses installations de valorisation s'est chiffré à 86 %, comparativement à une production de pétrole brut synthétique de 273 400 b/j et à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 79 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte des travaux de maintenance planifiés exécutés durant les deux périodes.
- **La production du secteur Exploration et production (« E&P ») a augmenté pour atteindre 115 900 bep/j au quatrième trimestre de 2019, contre 90 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse de la production provenant de la côte Est du Canada, qui s'est établie à 69 600 b/j, comparativement à 47 900 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

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

- **Le taux moyen d'utilisation des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation s'est chiffré à 97 % pour le trimestre considéré.** Le secteur a généré un débit de traitement du brut par les raffineries de 447 500 b/j et des ventes de produits raffinés records de 534 600 b/j pour le quatrième trimestre de 2019, comparativement à un débit de traitement du brut par les raffineries de 467 900 b/j et à des ventes de produits raffinés de 530 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Poursuite des investissements dans les énergies propres.** Au quatrième trimestre de 2019, Suncor a approuvé le projet de parc éolien Forty Mile, qui devrait générer de la valeur grâce à une production d'électricité durable et à la conservation des crédits de carbone générés. La Société a également conclu une prise de participation additionnelle de 50 M\$ dans Enerkem Inc., une entreprise de conversion des déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables, portant ainsi le total de la prise de participation de la Société à 73 M\$.
- **Achèvement du réseau pancanadien de bornes pour véhicules électriques (« VE »).** Suncor a fait progresser ses initiatives en matière de durabilité et de technologie en complétant son réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour VE au cours du quatrième trimestre de 2019.
- **Redistribution de valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 644 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 452 M\$ de ses actions au cours du quatrième trimestre de 2019 dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »).
- **Augmentation du programme de rachat d'actions.** Au quatrième trimestre de 2019, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions visant à le faire passer de 2,0 G\$ à 2,5 G\$ d'ici la fin de février 2020, ce qui confirme la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et fait foi de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.
- **Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de 11 % du dividende trimestriel ainsi que le renouvellement du programme de rachat d'actions.** Le dividende trimestriel passe ainsi de 0,42 \$ à 0,465 \$ par action, tandis que des rachats d'actions de 2,0 G\$ sont autorisés à compter du 1^{er} mars 2020.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE¹⁾

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net				
Sables pétrolifères	(2 682)	(377)	(427)	945
Exploration et production	(162)	(115)	1 005	807
Raffinage et commercialisation	558	762	3 000	3 154
Siège social et éliminations	(49)	(550)	(679)	(1 613)
Total	(2 335)	(280)	2 899	3 293
Résultat d'exploitation²⁾				
Sables pétrolifères	277	(377)	1 622	885
Exploration et production	231	108	1 141	897
Raffinage et commercialisation	558	762	2 912	3 154
Siège social et éliminations	(284)	87	(1 317)	(624)
Total	782	580	4 358	4 312
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation²⁾				
Sables pétrolifères	1 405	607	6 061	4 964
Exploration et production	555	331	2 143	1 779
Raffinage et commercialisation	793	873	3 863	3 798
Siège social et éliminations	(200)	196	(1 249)	(369)
Total	2 553	2 007	10 818	10 172
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(249)	1 033	(397)	408
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 304	3 040	10 421	10 580
Dépenses en immobilisations et frais de prospection³⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	1 026	654	3 227	3 347
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	712	465	2 209	1 903
Total	1 738	1 119	5 436	5 250
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires²⁾	864	764	4 914	4 432

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 document. Les flux de trésorerie discrétionnaires du trimestre et de la période de 12 mois clos le 31 décembre 2018 ont été retraités pour rendre compte de l'incidence de la modification par la Société de son classement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent document pour plus de précisions.

3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 37 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019 et de 28 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018 et rendent compte du nouveau classement des dépenses en immobilisations de la Société. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent document pour plus de précisions.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	662,3	740,8	670,4	628,6
Exploration et production (kbep/j)	115,9	90,2	106,8	103,4
Total (kbep/j)	778,2	831,0	777,2	732,0
Taux d'utilisation des raffineries (%)	97	101	95	93
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	447,5	467,9	438,9	430,8

Perte nette

La Société a inscrit une perte nette consolidée de 2,335 G\$ pour le quatrième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte nette de 280 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les pertes nettes reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après.

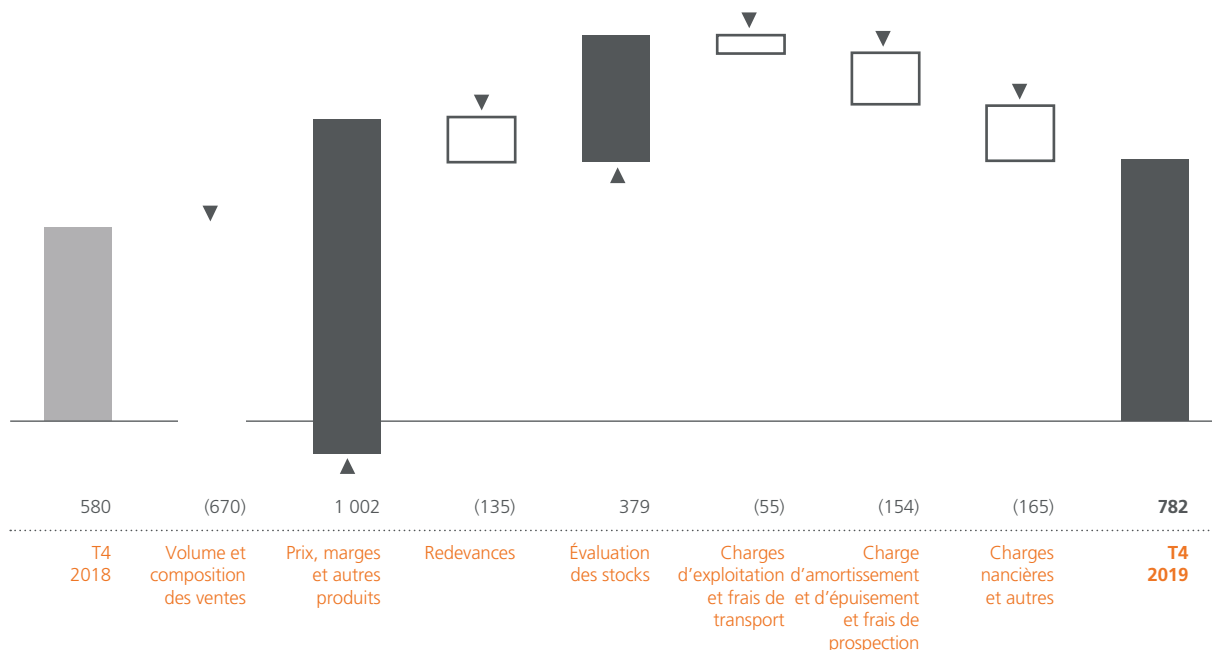
Les autres facteurs qui ont influé sur les pertes nettes de ces périodes comprennent les suivants :

- Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur après impôt de 2,803 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison d'une révision à la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut à long terme et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur après impôt de 393 M\$ liées à White Rose en raison d'une révision à la hausse des dépenses en immobilisations estimatives liées au projet d'extension ouest de White Rose.
- Le profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains s'est chiffré à 235 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 637 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018.
- Au quatrième trimestre de 2018, le secteur E&P a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ liée au placement en titres de capitaux propres de la Société dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), ce qui tient compte de la reprise d'un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé au premier trimestre de 2018 lorsque le placement en titres de capitaux propres a été acquis au moyen d'un échange d'actifs, pour une perte de valeur nette après impôt de 90 M\$ en 2018.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net	(2 335)	(280)	2 899	3 293
Pertes de valeur d'actifs ²⁾	3 352	—	3 352	—
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(235)	637	(590)	989
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	—	(1 116)	—
Perte sur placement en titres de capitaux propres et (profit) sur cessions importantes ⁴⁾	—	223	(187)	30
Résultat d'exploitation¹⁾	782	580	4 358	4 312

- 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 document.
- 2) Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur après impôt de 2,803 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison d'une révision à la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut à long terme et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur après impôt de 393 M\$ liées à White Rose en raison d'une révision à la hausse des dépenses en immobilisations estimatives liées au projet d'extension ouest de White Rose. Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2019 pour plus de précisions à ce sujet.
- 3) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 4) Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Sociétés situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction. Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

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

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

Le résultat d'exploitation de Suncor pour le quatrième trimestre de 2019 s'est établi à 782 M\$ (0,51 \$ par action ordinaire), en comparaison de 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'augmentation est principalement attribuable à l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, notamment un important rétrécissement des écarts de prix du brut lourd et du pétrole brut synthétique, qui a plus que contrebalancé la diminution du cours de référence. Cette situation s'est traduite par une majoration des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par une incidence nette favorable de la révision de l'évaluation des stocks, lesquelles ont été partiellement neutralisées par une diminution des marges de raffinage. Le résultat d'exploitation du quatrième trimestre de 2019 reflète également l'incidence favorable de la hausse de la production provenant de la côte Est du Canada et du projet Oda.

Le résultat d'exploitation s'est toutefois ressenti de la baisse de la production du secteur Sables pétrolifères par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent qui a été observée en raison essentiellement de l'exécution de travaux de maintenance planifiés, ainsi que des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta, de l'augmentation de la charge d'épuisement et d'amortissement, de la hausse des redevances et de la diminution du débit de traitement du brut par les raffineries.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre 2019	Trimestres clos les 31 décembre 2018	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2019	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2018
Sables pétrolifères	17	(15)	70	48
Exploration et production	2	(2)	8	4
Raffinage et commercialisation	9	(7)	39	25
Siège social et éliminations	27	(40)	134	90
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	55	(64)	251	167

Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé en résultat net une charge de rémunération fondée sur des actions après impôt de 55 M\$, tandis qu'elle avait inscrit un produit de 64 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice

précédent, en raison d'une augmentation du cours de l'action de la Société au cours de la période, comparativement à une baisse au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les 31 décembre		Moyenne des périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
		2019	2018	2019	2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	56,95	58,85	57,05	64,80
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	63,30	67,80	64,30	71,05
Écart de prix pétrole brut Brent daté / Maya FOB	\$ US/b	9,30	4,35	6,45	9,10
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,10	42,70	69,20	69,30
WCS à Hardisty	\$ US/b	41,10	19,50	44,25	38,50
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(15,85)	(39,35)	(12,80)	(26,30)
Écart pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	(0,70)	(21,60)	(0,60)	(6,15)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	53,00	45,30	52,85	61,05
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,50	1,60	1,75	1,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,95	55,55	54,95	50,20
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	18,50	18,75	19,90	19,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	14,45	16,25	17,05	17,40
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	25,75	24,25	24,55	24,00
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,10	17,45	19,15	18,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,76	0,75	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,73	0,77	0,73

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien, lesquelles influent sur les écarts de prix du pétrole brut synthétique. Les prix obtenus au quatrième trimestre de 2019 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence positive du rétrécissement considérable des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancée par la baisse du prix du WTI à Cushing, qui est passé de 58,85 \$ US/b au quatrième trimestre de 2018 à 56,95 \$ US/b. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour s'établir à 68,10 \$/b, alors qu'il était de 42,70 \$/b au quatrième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 41,10 \$ US/b au quatrième trimestre de 2019, alors qu'il était de 19,50 \$ US/b au quatrième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien découlant notamment des réductions obligatoires de la production en Alberta.

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 quatrième trimestre de 2019, les prix du bitume ont bénéficié du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a diminué pour s'établir à 63,30 \$ US/b au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 67,80 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence du secteur. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de son assortiment de produits raffinés composé d'essence et de distillats. Les marges de craquage de référence sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPs »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPs rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées en fonction des coûts d'achat réels du brut, de la configuration de la raffinerie, de la composition de la production et des prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,50 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2019, en hausse comparativement à 1,60 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor et par Fort Hills est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 46,95 \$/MWh au quatrième trimestre de 2019, a diminué par rapport à celui de 55,55 \$/MWh enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien n'a pas varié par rapport au dollar américain au cours du quatrième trimestre de 2019, le taux de change moyen s'étant établi à 0,76 \$ US pour un dollar canadien pour le quatrième trimestre de 2019 et de 2018.

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

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

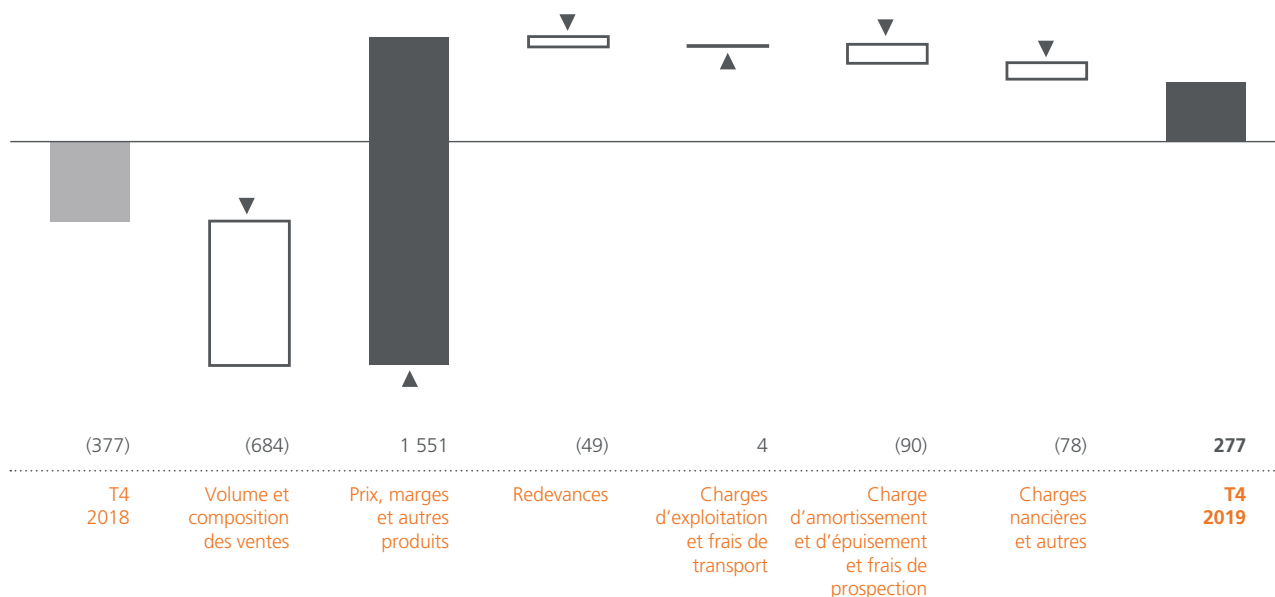
SABLES PÉTROLIFÈRES¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits bruts	4 425	3 149	18 347	15 743
Moins les redevances	(143)	(67)	(917)	(398)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 282	3 082	17 430	15 345
Résultat net	(2 682)	(377)	(427)	945
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(910)	—
Dépréciation d'actifs ³⁾	2 959	—	2 959	—
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	—	—	(60)
Résultat d'exploitation ⁵⁾	277	(377)	1 622	885
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	1 405	607	6 061	4 964

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, un recouvrement d'impôt différé de 910 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 2,803 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison de la volatilité persistante des prix du pétrole brut, qui a entraîné une révision à la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut lourd à long terme. Se reporter à la note 13 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2019 pour plus de précisions à ce sujet.
- 4) Les résultats du troisième trimestre de 2018 tiennent compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- 5) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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 document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Pour le quatrième trimestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation de 277 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 377 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression s'explique principalement par la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut qui a résulté de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien, notamment un important rétrécissement des écarts de prix du brut lourd et du pétrole brut synthétique, qui a plus que contrebalancé la diminution du cours de référence. Elle a été partiellement contrebalancée par la baisse globale des volumes de production qui a découlé des travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production ainsi que de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre 2019	Trimestres clos les 31 décembre 2018	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2019	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2018
Produits valorisés du secteur Sables pétrolifères (pétrole brut synthétique et diesel)	310,1	284,9	322,4	290,9
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(10,1)	(11,5)	(9,1)	(10,6)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	300,0	273,4	313,3	280,3
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	118,1	159,3	99,5	138,0
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	418,1	432,7	412,8	418,3
Bitume de Fort Hills	87,9	98,5	85,3	67,4
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	—	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	87,9	98,5	85,3	66,1
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	158,1	212,4	174,6	146,5
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(1,8)	(2,8)	(2,3)	(2,3)
Total de la production de Syncrude	156,3	209,6	172,3	144,2
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	662,3	740,8	670,4	628,6

- 1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, tandis que la production de mousse de bitume de Fort Hills peut être acheminée jusqu'aux installations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base afin d'y être transformée en pétrole brut synthétique. La quasi-totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills utilise le diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base aux fins de ses activités minières. Sur les 10 100 b/j de diesel consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2019, 8 300 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 1 800 b/j, nets, par Fort Hills. Les taux d'utilisation du secteur Sables pétrolifères sont calculés déduction faite du diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base mais inclusion faite du diesel consommé à l'interne à Fort Hills. Les taux d'utilisation de Syncrude sont calculés en fonction de la production de pétrole sulfureux intermédiaire.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 418 100 b/j au quatrième trimestre de 2019, contre 432 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de la production est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance, notamment les travaux de maintenance planifiés menés tous les ans aux installations de cokéfaction du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de Suncor. Cette baisse tient également à la perte de rendement accrue liée à l'accroissement de la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, aux réductions obligatoires de la production et à une interruption survenue à MacKay River. MacKay River devrait reprendre ses activités au terme des travaux de maintenance planifiés, dont l'achèvement a été devancé au début du deuxième trimestre de 2020 afin de coïncider avec l'interruption et de limiter ainsi les répercussions sur les volumes de l'ensemble de l'exercice. Grâce à l'amélioration de la fiabilité, la production de pétrole brut synthétique a augmenté pour atteindre 300 000 b/j au quatrième trimestre de 2019, et ce, malgré l'exécution de travaux de maintenance planifiés, en comparaison de 273 400 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui représente des taux d'utilisation respectifs de 86 % et de 79 %. La production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société s'est établie à 118 100 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 159 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte essentiellement d'une augmentation des volumes destinés à la valorisation, conformément à la priorité accordée par la Société à la qualité plutôt qu'aux volumes, à la faveur d'une production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, et de l'interruption à MacKay River.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est élevée à 87 900 b/j en moyenne au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 98 500 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. La diminution de la production est attribuable aux travaux de maintenance planifiés qui ont été menés à bien au cours du trimestre ainsi qu'aux réductions obligatoires de la production. Ces réductions continuent de peser sur Fort Hills, car elles sont appliquées en fonction des volumes de 2018, période où la cadence de production des installations augmentait progressivement pour atteindre la capacité nominale. La Société est néanmoins parvenue à atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production en transférant à l'interne des crédits provenant du secteur Sables pétrolifères et en achetant des crédits provenant de tiers.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 156 300 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 209 600 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés entrepris au troisième trimestre de 2019 et achevés au quatrième trimestre, alors que la Société n'avait pas mené de travaux de maintenance planifiés au quatrième trimestre de 2018, et aux réductions obligatoires de la production. Une fois les travaux de maintenance achevés, la Société a pu atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production sur les volumes en transférant des crédits à l'interne et en achetant des crédits provenant de tiers.

Ventes

(kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2019	2018	2019	2018
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	106,2	110,2	113,5	96,1
Diesel	29,7	27,6	26,0	28,8
Pétrole brut synthétique sulfureux	155,4	150,7	171,8	162,6
Produits valorisés	291,3	288,5	311,3	287,5
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	126,3	172,0	101,4	134,0
Sables pétrolifères	417,6	460,5	412,7	421,5
Bitume de Fort Hills	91,8	94,6	86,1	57,3
Syncrude	156,3	209,6	172,3	144,2
Total	665,7	764,7	671,1	623,0

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 417 600 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 460 500 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la production, combinés aux prélèvements sur les stocks effectués au cours du quatrième trimestre de l'exercice précédent.

Au quatrième trimestre de 2019, les ventes de bitume provenant de Fort Hills ont diminué pour s'établir à 91 800 b/j, nets pour Suncor, en comparaison de 94 600 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui reflète le fléchissement de la production, en partie contrebalancé par les prélèvements de petite quantité sur les stocks.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

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

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2019	2018
Ajustements du résultat net			
Résultat net		2 899	3 293
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(590)	989
Charge d'intérêts nette		638	541
	A	2 947	4 823
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		15 129	12 907
Capitaux propres		44 005	45 383
		59 134	58 290
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		16 010	15 129
Capitaux propres		42 042	44 005
		58 052	59 134
Capital moyen investi	B	60 402	60 347
RCI, compte tenu des projets majeurs en cours (%)	A/B	4,9	8,0
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	2 452	1 412
RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours ¹⁾ (%)	A/(B-C)	5,1	8,2

1) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de 8,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019 et de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾

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

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

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Résultat net	(2 682)	(377)	(162)	(115)	558	762	(49)	(550)	(2 335)	(280)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	5 081	1 019	803	199	211	184	18	17	6 113	1 419
Impôt sur le résultat différé	(890)	89	(112)	3	(7)	(19)	7	87	(1 002)	160
Charge de désactualisation	54	53	10	12	1	2	—	—	65	67
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(246)	688	(246)	688
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(20)	(84)	13	(37)	(6)	(27)	—	—	(13)	(148)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	(1)	—	253	(8)	(2)	—	—	(9)	250
Rémunération fondée sur des actions	22	(22)	2	(3)	11	(12)	28	(51)	63	(88)
Prospection	—	—	27	11	—	—	—	—	27	11
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(128)	(91)	(16)	(8)	(7)	(5)	—	—	(151)	(104)
Autres	(31)	21	(10)	16	40	(10)	42	5	41	32
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 405	607	555	331	793	873	(200)	196	2 553	2 007
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									(249)	1 033
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									2 304	3 040

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (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
Résultat net	(427)	945	1 005	807	3 000	3 154	(679)	(1 613)	2 899	3 293
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	8 170	4 024	1 505	967	823	684	74	63	10 572	5 738
Impôt sur le résultat différé	(1 565)	351	(215)	(112)	(49)	72	(89)	129	(1 918)	440
Charge de désactualisation	221	209	43	48	6	7	—	2	270	266
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(624)	1 090	(624)	1 090
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	21	(59)	16	(89)	70	(32)	—	1	107	(179)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(14)	(108)	(228)	91	(11)	(7)	—	—	(253)	(24)
Rémunération fondée sur des actions	16	(28)	—	(5)	3	(21)	25	(63)	44	(117)
Prospection	—	—	66	11	—	—	—	—	66	11
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(413)	(428)	(32)	(23)	(19)	(17)	—	(1)	(464)	(469)
Autres	52	58	(17)	84	40	(42)	44	23	119	123
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	6 061	4 964	2 143	1 779	3 863	3 798	(1 249)	(369)	10 818	10 172
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									(397)	408
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									10 421	10 580

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Flux de trésorerie disponibles et flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2019	31 décembre 2018	2019	31 décembre 2018
Fonds provenant de l'exploitation	2 553	2 007	10 818	10 172
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(1 689)	(1 243)	(5 904)	(5 740)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	864	764	4 914	4 432

1) La Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités menées à Syncrude et à Fort Hills, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités menées à Fort Hills, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. 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. La marge de raffinage est calculée en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte de la marge non liée au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société, de même que pour éliminer l'incidence des profits et des pertes liés à la gestion des risques. Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2019	31 décembre 2018	2019	31 décembre 2018
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 568	1 711	7 008	7 122
Autres produits	33	90	75	68
Marge non liée au raffinage	(54)	115	(1 320)	(1 351)
Marge de raffinage	1 547	1 916	5 763	5 839
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 422	46 145	173 705	169 138
Marge de raffinage (\$/b)	34,80	41,50	33,15	34,50
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	576	538	2 173	2 043
Coûts non liés au raffinage	(352)	(288)	(1 246)	(1 142)
Charges d'exploitation de raffinage	224	250	927	901
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 422	46 145	173 705	169 138
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,05	5,45	5,35	5,35

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 document 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

T4	Trimestre clos le 31 décembre
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; l'élaboration et l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et informations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion », « priorité », « stratégie » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- des énoncés concernant le projet de parc éolien Forty Mile, notamment : l'attente selon laquelle il générera une valeur importante grâce à une production d'électricité durable à faibles émissions de carbone et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor; l'attente selon laquelle il fournira une électricité fiable et à faibles émissions de carbone au réseau électrique de l'Alberta, l'estimation des dépenses en immobilisations du projet et le moment où elles seront réalisées; et l'attente selon laquelle, avec l'achèvement du réseau de bornes de charge rapide pour véhicules électriques dans l'ensemble du Canada, il générera de la valeur pour les actionnaires de Suncor et contribuera aux objectifs stratégiques de durabilité de la Société;
- l'engagement continu de Suncor à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires et à maximiser le rendement pour ses actionnaires;
- les attentes de Suncor concernant les réductions obligatoires de la production du gouvernement de l'Alberta, notamment le fait que les réductions et le programme sur les provisions spéciales liées à la production se poursuivront jusqu'en 2020;
- l'attente de Suncor selon laquelle elle continuera de faire évoluer les projets et les investissements destinés à accroître graduellement et durablement ses flux de trésorerie disponibles annuels en réduisant les coûts d'exploitation et de maintenance et en investissant dans des projets qui augmentent la valeur au sein de notre base d'actifs intégrés, tout en réalisant des progrès au chapitre de la sécurité, de la fiabilité et du développement durable;
- l'attente selon laquelle la Société continuera de mettre l'accent sur la croissance de la production stratégique tirée des actifs existants, notamment en élaborant des projets de forage d'extension extracôtiers dans le secteur E&P;
- les énoncés concernant l'objectif de Suncor de réduire l'intensité de ses émissions totales de GES de 30 % d'ici 2030, notamment le fait que Suncor a approuvé des projets en 2019 qui devraient permettre d'atteindre un tiers de son objectif de réduction de l'intensité des émissions de GES et son intention de continuer à investir dans les nouvelles technologies à faibles émissions de carbone destinées à réduire le bilan carbone de ses activités et des produits qu'elle vend;
- l'attente selon laquelle l'accent mis par Suncor sur des projets de faible intensité capitalistique et créateurs de valeur souligne son engagement à assurer une forte croissance économique axée sur le progrès technologique et à offrir des résultats durables de premier plan;
- l'attente selon laquelle les activités à MacKay River reprendront vers le début du deuxième trimestre de 2020;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur la raffinerie Commerce City, les activités à Mackay River et les unités de cogénération, et le moment où ils seront menés;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison des travaux de construction de plateformes de puits et des activités de forage;

- les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2020, de l'ordre de 5,4 G\$ à 6,0 G\$, et le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le programme de dépenses en immobilisations et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre sa capacité à distribuer ses produits sur le marché et pourraient la contraindre à reporter ou à abandonner des projets de croissance planifiés advenant le cas où la capacité de transport des pipelines serait insuffisante; la capacité de Suncor à financer les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques et les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les variations des charges d'exploitation, y compris le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; ainsi que la capacité de la Société à mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur E&P sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les incendies, les éruptions, les bris d'équipement et autres accidents, les flux non contrôlables de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides de puits, la pollution et d'autres risques environnementaux; les conditions météorologiques défavorables susceptibles d'interrompre la production provenant de certains actifs ou de perturber certains programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante; ainsi que la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur R&C sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; la capacité de la Société d'exploiter de façon fiable ses installations de raffinage et de

commercialisation afin de respecter ses objectifs de production et de vente; ainsi que les risques et incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités de gestion du risque de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent document, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2018, la notice annuelle de 2018 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2019	31 décembre 2018	2019	closer les 31 décembre 2018
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	9 487	8 561	38 344	38 542
Autres produits (note 5)	111	384	645	444
	9 598	8 945	38 989	38 986
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 253	3 329	12 562	14 133
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 820	2 696	11 244	10 573
Transport	367	362	1 442	1 319
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 13)	6 113	1 419	10 572	5 738
Prospection	52	49	256	122
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs (note 17)	(9)	250	(253)	(24)
Charges financières (note 7)	71	952	633	2 142
	12 667	9 057	36 456	34 003
Résultat avant impôt	(3 069)	(112)	2 533	4 983
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat				
Exigible	268	8	1 552	1 250
Différé (notes 13 et 16)	(1 002)	160	(1 918)	440
	(734)	168	(366)	1 690
Résultat net	(2 335)	(280)	2 899	3 293
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(33)	168	(177)	267
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Gain actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	210	(109)	(48)	103
Autres éléments du résultat global	177	59	(225)	370
Total du résultat global	(2 158)	(221)	2 674	3 663
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)				
Résultat net – de base	(1,52)	(0,18)	1,86	2,03
Résultat net – dilué	(1,52)	(0,18)	1,86	2,02
Dividendes en trésorerie	0,42	0,36	1,68	1,44

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	1 960	2 221
Créances	4 052	3 206
Stocks	3 761	3 159
Impôt sur le résultat à recevoir	133	114
Total de l'actif courant	9 906	8 700
Immobilisations corporelles, montant net (notes 3, 12 et 13)		
Prospection et évaluation	2 428	2 319
Autres actifs	1 194	1 126
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 058	3 061
Actifs d'impôt différé	209	128
Total de l'actif	89 435	89 579
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	2 155	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	229
Tranche courante des obligations locatives à long terme (note 3)	310	—
Dettes fournisseurs et charges à payer	6 555	5 647
Tranche courante des provisions	631	667
Impôt à payer	886	535
Total du passif courant	10 537	10 309
Dette à long terme		
Obligations locatives à long terme (note 3)	2 621	—
Autres passifs à long terme	2 499	2 346
Provisions (note 11)	8 676	6 984
Impôt sur le résultat différé (notes 13 et 16)	10 176	12 045
Capitaux propres	42 042	44 005
Total du passif et des capitaux propres	89 435	89 579

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de douze mois	
	2019	2018	2019	2018
Activités d'exploitation				
Résultat net	(2 335)	(280)	2 899	3 293
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 13)	6 113	1 419	10 572	5 738
(Recouvrement) charge d'impôt différé (notes 13 et 16)	(1 002)	160	(1 918)	440
Charge de désactualisation	65	67	270	266
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(246)	688	(624)	1 090
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(13)	(148)	107	(179)
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs (note 17)	(9)	250	(253)	(24)
Rémunération fondée sur des actions	63	(88)	44	(117)
Prospection	27	11	66	11
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(151)	(104)	(464)	(469)
Autres	41	32	119	123
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(249)	1 033	(397)	408
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 304	3 040	10 421	10 580
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 775)	(1 147)	(5 558)	(5 406)
Acquisitions (notes 14 et 15)	—	(25)	—	(1 230)
Produit de la cession d'actifs (note 17)	12	32	274	84
Autres placements (note 17)	(79)	(54)	(213)	(170)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	26	(265)	409	25
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 816)	(1 459)	(5 088)	(6 697)
Activités de financement				
Augmentation (diminution) nette de la dette à court terme	545	117	(982)	866
(Diminution) augmentation nette de la dette à long terme	—	(132)	557	(186)
Paievements au titre de l'obligation locative	(77)	—	(307)	—
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	31	4	90	286
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(452)	(1 166)	(2 274)	(3 053)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(1)	(2)	(7)	(6)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(644)	(574)	(2 614)	(2 333)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(598)	(1 753)	(5 537)	(4 426)
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents	(110)	(172)	(204)	(543)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(19)	61	(57)	92
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 089	2 332	2 221	2 672
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	1 960	2 221	1 960	2 221
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	357	299	996	800
Impôt sur le résultat payé (reçu)	153	(17)	1 033	645

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Résultat net	—	—	—	3 293	3 293	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	267	—	267	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 39 \$	—	—	—	103	103	—
Total du résultat global	—	—	267	3 396	3 663	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	358	(73)	—	—	285	7 927
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(1 040)	—	—	(2 013)	(3 053)	(64 426)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	(14)	—	—	28	14	—
Rémunération fondée sur des actions	—	46	—	—	46	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 333)	(2 333)	—
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	—	—	—	2 899	2 899	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(177)	—	(177)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 23 \$	—	—	—	(48)	(48)	—
Total du résultat global	—	—	(177)	2 851	2 674	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	116	(24)	—	—	92	2 688
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(905)	—	—	(1 369)	(2 274)	(55 298)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	46	—	—	49	95	—
Rémunération fondée sur des actions	—	50	—	—	50	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 614)	(2 614)	—
31 décembre 2019	25 167	566	899	15 410	42 042	1 531 874

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 à Calgary (Alberta). Son principal objectif 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, la Société exerce des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation de pétrole brut au Canada et à l'échelle internationale, transporte et raffine du pétrole brut et commercialise des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Elle exerce également des activités liées à l'énergie renouvelable et des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité.

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 présentées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2018. L'adoption des nouvelles prises de position comptables est décrite à la note 3.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

d) Recours à des estimations, à des hypothèses et à des jugements

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

e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des changements de taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les taux révisés applicables sont adoptés ou quasi adoptés.

3. NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

IFRS 16, Contrats de location

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

La Société a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée, ce qui exige d'ajuster le solde d'ouverture des résultats non distribués sans avoir à retraiter les données comparatives. Par conséquent, l'information comparative demeure

présentée conformément à IAS 17 et à International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) 4. Les précisions des méthodes comptables aux termes d'IAS 17 et d'IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent des précisions aux termes d'IFRS 16 et l'incidence de la variation est présentée ci-après.

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

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

À la date de début du contrat de location, la Société doit comptabiliser un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au montant initial de l'obligation locative ajusté pour tout paiement au titre du contrat de location versé à la date de début ou avant cette date, majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés et des coûts estimés pour démanteler et enlever l'actif sous-jacent ou pour remettre en état l'actif sous-jacent sur le site, 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. Un jugement est exercé afin de déterminer la durée des contrats de location pour lesquels la Société a une option de renouvellement. 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. Les paiements de loyers comprennent les paiements fixes et les paiements variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

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

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

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

Selon IAS 17

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapprochement

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

1) Représentent des engagements locatifs non actualisés.

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

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

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

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

4. INFORMATION SECTORIELLE¹⁾²⁾

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

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

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 272	2 368	998	771	5 522	5 618	8	10	9 800	8 767
Produits intersectoriels	1 153	781	—	—	23	49	(1 176)	(830)	—	—
Moins les redevances	(143)	(67)	(170)	(139)	—	—	—	—	(313)	(206)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 282	3 082	828	632	5 545	5 667	(1 168)	(820)	9 487	8 561
Autres produits (pertes)	98	298	20	(2)	33	90	(40)	(2)	111	384
	4 380	3 380	848	630	5 578	5 757	(1 208)	(822)	9 598	8 945
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	446	515	—	—	3 977	3 956	(1 170)	(1 142)	3 253	3 329
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 985	1 998	134	155	576	538	125	5	2 820	2 696
Transport	325	319	21	19	34	41	(13)	(17)	367	362
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	5 081	1 019	803	199	211	184	18	17	6 113	1 419
Prospection	13	14	39	35	—	—	—	—	52	49
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs	(1)	(1)	—	253	(8)	(2)	—	—	(9)	250
Charges financières (produits financiers)	81	102	25	17	22	(2)	(57)	835	71	952
	7 930	3 966	1 022	678	4 812	4 715	(1 097)	(302)	12 667	9 057
Résultat net avant impôt	(3 550)	(586)	(174)	(48)	766	1 042	(111)	(520)	(3 069)	(112)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	22	(298)	100	64	215	299	(69)	(57)	268	8
Différé	(890)	89	(112)	3	(7)	(19)	7	87	(1 002)	160
	(868)	(209)	(12)	67	208	280	(62)	30	(734)	168
Résultat net	(2 682)	(377)	(162)	(115)	558	762	(49)	(550)	(2 335)	(280)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 082	663	281	285	314	189	98	10	1 775	1 147

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 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 demeurent inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

Périodes de douze mois closes les 31 décembre (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	13 948	12 039	3 675	3 869	22 216	23 655	27	29	39 866	39 592
Produits intersectoriels	4 399	3 704	—	—	88	123	(4 487)	(3 827)	—	—
Moins les redevances	(917)	(398)	(605)	(652)	—	—	—	—	(1 522)	(1 050)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	17 430	15 345	3 070	3 217	22 304	23 778	(4 460)	(3 798)	38 344	38 542
Autres produits (pertes)	172	387	430	(68)	75	68	(32)	57	645	444
	17 602	15 732	3 500	3 149	22 379	23 846	(4 492)	(3 741)	38 989	38 986
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 407	1 563	—	—	15 296	16 656	(4 141)	(4 086)	12 562	14 133
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	8 027	7 577	525	507	2 173	2 043	519	446	11 244	10 573
Transport	1 293	1 144	80	85	120	147	(51)	(57)	1 442	1 319
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	8 170	4 024	1 505	967	823	684	74	63	10 572	5 738
Prospection	127	44	129	78	—	—	—	—	256	122
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs	(14)	(108)	(228)	91	(11)	(7)	—	—	(253)	(24)
Charges financières	318	320	73	46	55	7	187	1 769	633	2 142
	19 328	14 564	2 084	1 774	18 456	19 530	(3 412)	(1 865)	36 456	34 003
Résultat net avant impôt	(1 726)	1 168	1 416	1 375	3 923	4 316	(1 080)	(1 876)	2 533	4 983
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	266	(128)	626	680	972	1 090	(312)	(392)	1 552	1 250
Différé	(1 565)	351	(215)	(112)	(49)	72	(89)	129	(1 918)	440
	(1 299)	223	411	568	923	1 162	(401)	(263)	(366)	1 690
Résultat net	(427)	945	1 005	807	3 000	3 154	(679)	(1 613)	2 899	3 293
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	3 522	3 546	1 070	946	818	856	148	58	5 558	5 406

- 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 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 demeurent inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION COMPLÉMENTAIRES

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Périodes de douze mois closes les		
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et autres produits	9 598	9 896	10 098	9 397	8 945	38 989	38 986
Résultat net^{A)}							
Sables pétrolifères	(2 682)	505	1 561	189	(377)	(427)	945
Exploration et production	(162)	219	456	492	(115)	1 005	807
Raffinage et commercialisation	558	668	765	1 009	762	3 000	3 154
Siège social et éliminations	(49)	(357)	(53)	(220)	(550)	(679)	(1 613)
Total	(2 335)	1 035	2 729	1 470	(280)	2 899	3 293
Résultat d'exploitation^{A)B)}							
Sables pétrolifères	277	505	651	189	(377)	1 622	885
Exploration et production	231	171	247	492	108	1 141	897
Raffinage et commercialisation	558	668	677	1 009	762	2 912	3 154
Siège social et éliminations	(284)	(230)	(322)	(481)	87	(1 317)	(624)
Total	782	1 114	1 253	1 209	580	4 358	4 312
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)B)}							
Sables pétrolifères	1 405	1 606	1 866	1 184	607	6 061	4 964
Exploration et production	555	379	507	702	331	2 143	1 779
Raffinage et commercialisation	793	885	932	1 253	873	3 863	3 798
Siège social et éliminations	(200)	(195)	(300)	(554)	196	(1 249)	(369)
Total	2 553	2 675	3 005	2 585	2 007	10 818	10 172
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(249)	461	428	(1 037)	1 033	(397)	408
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	2 304	3 136	3 433	1 548	3 040	10 421	10 580
Par action ordinaire							
Résultat net – de base	(1,52)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,86	2,03
Résultat d'exploitation – de base ^{B)}	0,51	0,72	0,80	0,77	0,36	2,80	2,65
Dividendes en trésorerie – de base	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	1,68	1,44
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{B)}	1,66	1,72	1,92	1,64	1,26	6,94	6,27
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation – de base	1,50	2,02	2,19	0,98	1,90	6,69	6,54

Rendement du capital investi ^{B)}	Périodes de douze mois closes les						
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018		
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)			5,1	9,9	10,6	8,3	8,2
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)			4,9	9,7	10,4	8,2	8,0

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				31 déc. 2018	Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	662,3	670,0	692,2	657,2	740,8	670,4	628,6
Activités du secteur Sables pétrolifères							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	300,0	317,0	295,5	341,2	273,4	313,3	280,3
Bitume non valorisé	118,1	105,2	118,7	55,4	159,3	99,5	138,0
Production du secteur Sables pétrolifères	418,1	422,2	414,2	396,6	432,7	412,8	418,3
Production de bitume (kb/j)							
Activités minières	289,9	301,0	300,5	267,8	278,3	289,9	258,8
Activités <i>in situ</i> – Firebag	195,6	194,6	168,4	189,4	197,2	187,0	204,0
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	22,3	23,1	36,3	35,2	37,0	29,2	36,0
Total de la production de bitume	507,8	518,7	505,2	492,4	512,5	506,1	498,8
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	106,2	116,1	118,3	113,7	110,2	113,5	96,1
Diesel	29,7	20,1	25,2	29,0	27,6	26,0	28,8
Brut léger sulfureux	155,4	184,6	165,0	182,4	150,7	171,8	162,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	291,3	320,8	308,5	325,1	288,5	311,3	287,5
Bitume non valorisé	126,3	110,2	115,1	53,2	172,0	101,4	134,0
Ventes	417,6	431,0	423,6	378,3	460,5	412,7	421,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes^{1)B)} (\$/b)*							
Charges décaissées	26,00	25,65	26,80	27,15	22,80	26,35	23,85
Gaz naturel	2,55	0,95	1,00	2,80	1,70	1,85	1,40
	28,55	26,60	27,80	29,95	24,50	28,20	25,25
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières^{1)B)} (\$/b)							
Charges décaissées	26,00	24,70	25,55	27,80	23,65	26,00	25,20
Gaz naturel	1,00	0,20	0,30	1,00	0,35	0,60	0,35
	27,00	24,90	25,85	28,80	24,00	26,60	25,55
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités <i>in situ</i>^{1)B)} (\$/b)							
Charges décaissées	6,40	6,90	7,15	6,10	5,75	6,60	6,15
Gaz naturel	3,55	1,55	1,60	3,80	2,55	2,65	2,30
	9,95	8,45	8,75	9,90	8,30	9,25	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)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les					Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2019	31 déc. 2018
Fort Hills							
Production de bitume (kb/j)	87,9	85,5	89,3	78,4	98,5	85,3	67,4
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	—	—	—	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	87,9	85,5	89,3	78,4	98,5	85,3	66,1
Ventes de bitume (kb/j)	91,8	91,6	82,0	78,7	94,6	86,1	57,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)*							
Charges décaissées	27,05	23,65	21,80	27,70	23,85	24,95	30,00
Gaz naturel	1,60	0,60	0,70	1,90	1,00	1,20	1,20
	28,65	24,25	22,50	29,60	24,85	26,15	31,20
Syncrude							
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)							
Production de bitume (kb/j)	156,3	162,3	188,7	182,2	209,6	172,3	144,2
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	159,1	165,3	191,4	186,0	206,3	175,6	143,0
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)*							
Charges décaissées	38,30	39,80	34,40	35,55	30,85	36,85	46,15
Gaz naturel	1,55	0,70	0,50	1,50	0,90	1,10	1,10
	39,85	40,50	34,90	37,05	31,75	37,95	47,25

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de douze mois closes les		
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2018	
Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères^{B)C)}							
Bitume (\$/b)							
Prix moyen obtenu	43,36	48,64	54,03	48,37	7,96	48,43	30,22
Redevances	(1,23)	(1,98)	(2,96)	(1,37)	(0,06)	(1,94)	(1,70)
Frais de transport	(6,63)	(6,43)	(5,77)	(6,78)	(5,53)	(6,35)	(5,52)
Charges d'exploitation nettes	(9,10)	(8,07)	(8,86)	(8,56)	(7,61)	(8,68)	(7,68)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	26,40	32,16	36,44	31,66	(5,24)	31,46	15,32
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)							
Prix moyen obtenu	75,42	72,45	78,67	69,34	46,07	73,89	73,07
Redevances	(2,02)	(2,17)	(2,98)	(1,38)	(0,91)	(2,13)	(1,63)
Frais de transport	(4,49)	(4,34)	(3,70)	(4,44)	(3,63)	(4,24)	(4,10)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(25,77)	(22,64)	(26,94)	(23,87)	(23,72)	(24,77)	(24,04)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(5,77)	(5,10)	(6,39)	(5,11)	(6,49)	(5,54)	(6,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	37,37	38,20	38,66	34,54	11,32	37,21	36,98
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)							
Prix moyen obtenu	65,72	66,36	71,98	66,39	31,84	67,63	59,46
Redevances	(1,78)	(2,12)	(2,98)	(1,38)	(0,59)	(2,09)	(1,70)
Frais de transport	(5,14)	(4,87)	(4,26)	(4,77)	(4,34)	(4,76)	(4,55)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(24,74)	(22,71)	(26,68)	(26,11)	(21,78)	(25,00)	(23,15)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	34,06	36,66	38,06	34,13	5,13	35,78	30,06
Fort Hills (\$/b)							
Prix moyen obtenu	50,77	60,51	70,71	62,92	30,57	60,86	48,48
Redevances	(1,10)	(1,70)	(1,27)	(1,43)	(1,41)	(1,37)	(1,67)
Frais de transport	(9,36)	(12,01)	(13,61)	(12,97)	(10,31)	(11,90)	(10,01)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(25,19)	(22,75)	(24,43)	(25,17)	(28,79)	(24,35)	(30,32)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	15,12	24,05	31,40	23,35	(9,94)	23,24	6,48
Syncrude (\$/b)							
Prix moyen obtenu	72,81	74,67	79,74	68,36	48,07	73,98	70,68
Redevances	(4,49)	(9,17)	(12,59)	(8,09)	(1,53)	(8,75)	(1,90)
Frais de transport	(0,67)	(0,60)	(0,42)	(0,46)	(0,36)	(0,53)	(0,49)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(32,65)	(33,80)	(28,73)	(31,53)	(28,33)	(31,56)	(43,81)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	35,00	31,10	38,00	28,28	17,85	33,14	24,48

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de douze mois closes les		
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	31 déc. 2018	
Exploration et production							
Total des volumes de ventes (kbep/j)	113,5	92,5	106,1	111,8	83,1	106,0	102,8
Production totale (kbep/j)	115,9	92,3	111,7	107,1	90,2	106,8	103,4
Volumes de production							
Exploration et production – Canada							
<i>Côte Est du Canada</i>							
Terra Nova (kb/j)	8,2	13,9	11,3	13,2	9,5	11,6	11,7
Hibernia (kb/j)	25,1	5,9	23,8	25,7	19,0	20,1	22,1
White Rose (kb/j)	8,1	6,2	3,2	1,1	3,7	4,7	6,6
Hebron (kb/j)	28,2	23,6	23,6	18,3	15,7	23,5	13,0
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	—	—	—	—	—	—	0,5
	69,6	49,6	61,9	58,3	47,9	59,9	53,9
Exploration et production – International							
Buzzard (kbep/j)	26,7	29,2	35,0	36,7	27,7	31,9	34,2
Golden Eagle (kbep/j)	9,1	8,7	8,2	10,2	10,7	9,0	12,4
Royaume-Uni (kbep/j)	35,8	37,9	43,2	46,9	38,4	40,9	46,6
Norvège – Oda (kbep/j)	7,8	2,7	4,0	0,2	—	3,7	—
Libye (kb/j) ³⁾	2,7	2,1	2,6	1,7	3,9	2,3	2,9
	46,3	42,7	49,8	48,8	42,3	46,9	49,5
Revenus nets^{B)C)}							
Côte Est du Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu	86,07	81,25	92,42	86,16	76,19	86,62	90,04
Redevances	(13,46)	(6,54)	(13,65)	(19,75)	(5,04)	(13,62)	(13,31)
Frais de transport	(1,71)	(1,86)	(1,94)	(1,56)	(2,71)	(1,76)	(2,22)
Charges d'exploitation	(11,28)	(16,49)	(10,96)	(15,63)	(23,71)	(13,45)	(14,43)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	59,62	56,36	65,87	49,22	44,73	57,79	60,08
Royaume-Uni (\$/bep)							
Prix moyen obtenu	82,92	77,15	90,13	85,40	85,31	84,17	89,10
Frais de transport	(2,23)	(1,97)	(2,24)	(2,22)	(2,14)	(2,17)	(2,18)
Charges d'exploitation	(8,57)	(5,29)	(7,08)	(5,09)	(8,94)	(6,43)	(6,27)
Revenus d'exploitation nets ^{B)}	72,12	69,89	80,81	78,09	74,23	75,57	80,65

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				31 déc. 2018	Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Raffinage et commercialisation							
Ventes de produits raffinés (kb/j)	534,6	572,0	508,1	542,8	530,6	539,4	527,4
Pétrole brut traité (kb/j)	447,5	463,7	399,1	444,9	467,9	438,9	430,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	100	86	96	101	95	93
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	34,80	28,35	33,45	36,35	41,50	33,15	34,50
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,05	4,90	5,90	5,60	5,45	5,35	5,35
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	121,6	122,9	114,1	120,6	117,8	119,8	117,8
Distillat	102,8	107,4	98,2	103,1	100,2	102,9	95,8
Total des ventes de carburants de transport	224,4	230,3	212,3	223,7	218,0	222,7	213,6
Produits pétrochimiques							
Asphalte	17,3	21,6	12,7	12,6	15,2	16,1	15,5
Autres	25,3	21,1	14,6	27,5	25,7	22,1	26,0
Total des ventes de produits raffinés	274,9	282,4	252,1	276,6	269,2	271,5	266,4
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	217,3	209,5	170,0	216,2	221,0	203,3	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	94	77	97	100	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	125,8	133,9	121,2	126,1	127,8	126,8	127,8
Distillat	110,9	123,4	107,9	118,7	109,5	115,2	107,6
Total des ventes de carburants de transport	236,7	257,3	229,1	244,8	237,3	242,0	235,4
Asphalte							
Autres	11,4	18,1	11,4	7,5	11,3	12,1	13,3
Total des ventes de produits raffinés	259,7	289,6	256,0	266,2	261,4	267,9	261,0
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	230,2	254,2	229,1	228,7	246,9	235,6	222,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	106	95	95	103	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.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	657	2 087	2 744	646	1 063	(28)	4 425
Autres produits	—	7	7	7	65	19	98
Achats de pétrole brut et de produits	(142)	(63)	(205)	(203)	(46)	8	(446)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(11)	(10)	(21)	(22)	(35)		
Montant brut réalisé	504	2 021	2 525	428	1 047		
Redevances	(14)	(55)	(69)	(9)	(65)	—	(143)
Frais de transport	(77)	(151)	(228)	(83)	(14)	—	(325)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	31	31	4	5		
Frais de transport nets	(77)	(120)	(197)	(79)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(111)	(1 056)	(1 167)	(248)	(594)	24	(1 985)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	6	212	218	35	124		
Charges d'exploitation nettes	(105)	(844)	(949)	(213)	(470)		
Marge brute	308	1 002	1 310	127	503		
Volumes de ventes (kb)	11 620	26 791	38 411	8 447	14 383		
Revenus d'exploitation nets par baril	26,40	37,37	34,06	15,12	35,00		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	588	2 213	2 801	705	1 118	(23)	4 601
Autres produits	—	35	35	—	7	21	63
Achats de pétrole brut et de produits	(87)	(22)	(109)	(171)	(3)	(1)	(284)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(8)	(88)	(96)	(24)	(7)		
Montant brut réalisé	493	2 138	2 631	510	1 115		
Redevances	(20)	(64)	(84)	(14)	(137)	—	(235)
Frais de transport	(65)	(159)	(224)	(105)	(15)	—	(344)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	31	31	4	6		
Frais de transport nets	(65)	(128)	(193)	(101)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(116)	(1 060)	(1 176)	(224)	(629)	20	(2 009)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	34	242	276	32	125		
Charges d'exploitation nettes	(82)	(818)	(900)	(192)	(504)		
Marge brute	326	1 128	1 454	203	465		
Volumes de ventes (kb)	10 139	29 503	39 642	8 428	14 930		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,16	38,20	36,66	24,05	31,10		

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 242	8 759	11 001	2 738	4 704	(96)	18 347
Autres produits (pertes)	—	66	66	(38)	80	64	172
Achats de pétrole brut et de produits	(431)	(162)	(593)	(737)	(82)	5	(1 407)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(17)	(267)	(284)	(52)	(50)		
Montant brut réalisé	1 794	8 396	10 190	1 911	4 652		
Redevances	(72)	(243)	(315)	(43)	(551)	(8)	(917)
Frais de transport	(234)	(609)	(843)	(395)	(55)	—	(1 293)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	126	126	22	21		
Frais de transport nets	(234)	(483)	(717)	(373)	(34)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(407)	(4 317)	(4 724)	(921)	(2 467)	85	(8 027)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	86	872	958	156	484		
Charges d'exploitation nettes	(321)	(3 445)	(3 766)	(765)	(1 983)		
Marge brute	1 167	4 225	5 392	730	2 084		
Volumes de ventes (kb)	37 017	113 632	150 649	31 413	62 862		
Revenus d'exploitation nets par baril	31,46	37,21	35,78	23,24	33,14		

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

	Trimestres clos les				31 déc. 2018	Périodes de douze mois closes les	
	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	594	629	625	619	619	2 467	2 523
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(20)	(24)	(26)	(12)	(7)	(82)	(33)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	574	605	599	607	612	2 385	2 490
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	14 383	14 930	17 169	16 380	19 286	62 862	52 583
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	39,85	40,50	34,90	37,05	31,75	37,95	47,25

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	327	532	139	998
Redevances	—	(83)	(87)	(170)
Frais de transport	(10)	(10)	(1)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(40)	(78)	(16)	(134)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	6	8		
Montant brut réalisé	283	369		
Volumes de ventes (kbep)	4 013	6 176		
Revenus d'exploitation nets par baril	72,12	59,62		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	269	393	84	746
Redevances	—	(32)	(65)	(97)
Frais de transport	(7)	(9)	(3)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(22)	(93)	(14)	(129)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	13		
Montant brut réalisé	244	272		
Volumes de ventes (kbep)	3 488	4 832		
Revenus d'exploitation nets par baril	69,89	56,36		

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

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

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 l'exercice clos le 31 décembre 2019	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 310	1 923	442	3 675
Redevances	—	(302)	(303)	(605)
Frais de transport	(35)	(39)	(6)	(80)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(120)	(346)	(59)	(525)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	19	46		
Montant brut réalisé	1 174	1 282		
Volumes de ventes (kbep)	15 641	22 190		
Revenus d'exploitation nets par baril	75,57	57,79		
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 déc. 2019	Trimestres clos les			31 déc. 2018	Périodes de douze mois closes les	
		30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019		31 déc. 2019	31 déc. 2018
Marge brute ¹¹⁾	1 568	1 653	1 647	2 140	1 711	7 008	7 122
Autres produits	33	13	14	15	90	75	68
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(54)	(353)	(326)	(587)	115	(1 320)	(1 351)
Marge de raffinage ^{B)}	1 547	1 313	1 335	1 568	1 916	5 763	5 839
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	44 422	46 239	39 901	43 143	46 145	173 705	169 138
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	34,80	28,35	33,45	36,35	41,50	33,15	34,50
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	7	(4)	7	(333)	444	(323)	337
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{B)}	1 554	1 309	1 342	1 235	2 360	5 440	6 176
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{B)}	34,95	28,30	33,65	28,65	51,15	31,30	36,50
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	576	531	530	536	538	2 173	2 043
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(352)	(305)	(295)	(294)	(288)	(1 246)	(1 142)
Charges d'exploitation de raffinage	224	226	235	242	250	927	901
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	44 422	46 239	39 901	43 143	46 145	173 705	169 138
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,05	4,90	5,90	5,60	5,45	5,35	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 pétrolifères, 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 pétrolifères 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 pétrolifères

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères 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 pétrolifères, 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 pétrolifères pour évaluer la rentabilité des produits bruts en fonction des barils vendus.

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

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

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (y compris pour les activités *in situ* et les activités minières) et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent aux volumes de ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Depuis 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.

- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolifères, la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétrolifères et du bitume de Fort Hills est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits qui sont exclus par l'ajustement lié aux frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible aux termes des engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 8) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement attribuables à la production de Syncrude.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye.
- 10) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 11) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 12) Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol.
- 13) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 14) Reflète les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

Notes explicatives

- * Les lecteurs sont avisés que les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, 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



Suncor Énergie Inc.

150 – 6 Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada T2P 3E3

T: 403-296-8000

Suncor.com