

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

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

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

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 762 300 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le troisième trimestre de 2019, comparativement à 743 800 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse a été principalement attribuable à une hausse de la production à Syncrude et à l'accroissement de la production de Fort Hills et de Hebron tout au long de 2018. Ces facteurs ont été contrebalancés en partie par l'incidence des travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta, lesquelles sont entrées en vigueur le 1^{er} janvier 2019, et d'une interruption non planifiée à Hibernia, laquelle a été résolue à la fin du troisième trimestre.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a tiré parti de sa présence unique et de la polyvalence de ses actifs pour maximiser la valeur des barils alloués aux termes du programme de réduction obligatoire de la production, en mettant l'accent sur la production de pétrole brut synthétique à plus haute valeur, notamment par le transfert des allocations au titre des réductions entre les actifs de la Société. Compte tenu de nos travaux de maintenance planifiés, les possibilités d'acheter des quotas de production auprès d'autres exploitants et leur disponibilité étaient limitées au cours du trimestre à l'étude.

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

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

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

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

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

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

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

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 92 300 bep/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 92 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les augmentations de la production à Hebron et à Oda, qui a débuté la production au cours du premier trimestre de 2019, ont été contrebalancées en partie par une interruption non planifiée à Hibernia, laquelle avait été résolue avant la fin du troisième trimestre, et par la déplétion naturelle à Golden Eagle et à Buzzard.

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

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

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

Mise à jour concernant la stratégie

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

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

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

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

3) Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels du secteur E&P. Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn. Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Cambrium, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.

Prévisions de la Société

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

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

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

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

Suncor a également révisé les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet, comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 66,00 \$ US/b à 63,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 58,00 \$ US/b à 56,00 \$ US/b, le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 1,70 \$/GJ à 1,50 \$/GJ, la marge de craquage 2-1-1 au port de New York est passée de 19,00 \$ US/b à 20,00 \$ US/b et le taux de change \$ CA/\$ US est passé de 0,76 à 0,75 à la suite de changements dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2019, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 30 octobre 2019

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

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

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

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 28 février 2019 (la « notice annuelle de 2018 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent document et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

Table des matières

1. Mises en garde	7
2. Faits saillants du troisième trimestre	9
3. Information financière consolidée	11
4. Résultats sectoriels et analyse	16
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	31
6. Situation financière et situation de trésorerie	34
7. Données financières trimestrielles	38
8. Autres éléments	40
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	41
10. Abréviations courantes	47
11. Énoncés prospectifs	48

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

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

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2018 de Suncor ainsi qu'à la note 3 de ses états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2018 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2018.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 25 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2018, à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2018.

Environnement de contrôle

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

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

Prévisions de la Société

Suncor a modifié les prévisions qu'elle avait publiées pour 2019. Son communiqué de presse daté du 30 octobre 2019, qui peut être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

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

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

- l'engagement continu de Suncor à maximiser le rendement pour ses actionnaires;
- l'attente de Suncor selon laquelle elle continuera de faire évoluer les projets et les investissements destinés à accroître graduellement et durablement ses flux de trésorerie disponibles annuels en investissant de manière stratégique dans l'accroissement de la production tirée des actifs existants et en réduisant les coûts d'exploitation et de maintenance, tout en réalisant des progrès au chapitre de la sécurité, de la fiabilité et du développement durable;
- les énoncés concernant le programme de remplacement des chaudières à coke de la Société, notamment ceux selon lesquels : les unités produiront une injection de vapeur fiable tout en contribuant à l'atteinte de nos objectifs en matière d'environnement et de croissance des flux de trésorerie disponibles; les unités réduiront d'environ 25 % les émissions de gaz à effet de serre produites par l'injection de vapeur à l'usine de base des sables pétroliers; le coût du projet est estimé à 1,4 G\$, et le projet entrera en service au cours du deuxième semestre de 2023;
- l'attente selon laquelle le projet d'interconnexion des pipelines qui relie l'usine de base des sables pétroliers de Suncor à Syncrude, dont la mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2020, renforce l'intégration de ces actifs et augmente la fiabilité à Syncrude;
- l'attente selon laquelle le programme de remplacement des chaudières à coke, ainsi que le projet d'interconnexion du pipeline de Syncrude, le programme de transport par camion autonome et la mise en œuvre d'un nouveau procédé de gestion des résidus miniers dégageront environ la moitié des 2 G\$ que Suncor s'est fixés comme objectif en matière de flux de trésorerie disponibles structurels;
- la volonté de Suncor d'assurer une forte croissance économique axée sur le développement durable et le progrès technologique;
- les énoncés concernant l'objectif de Suncor de réduire l'intensité de ses émissions totales de GES de 30 % d'ici 2030 et son intention de continuer à investir dans les nouvelles technologies à faibles émissions de carbone destinées à réduire son bilan carbone;
- l'attente selon laquelle des investissements axés sur les technologies propres, le développement continu d'un réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour véhicules électriques, une participation additionnelle de 50 M\$ dans Enerkem Inc. et l'autorisation du projet d'actifs de cogénération permettront à la Société de réaliser des progrès au chapitre des initiatives technologiques et du développement durable afin de favoriser son virage vers une économie à faibles émissions de carbone;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur l'usine de valorisation 2 et les installations de Syncrude, et le moment où ils seront menés;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison des travaux de construction de plateformes de puits et des activités de forage;

- les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,4 G\$, et le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le programme de dépenses en immobilisations et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne la production totale, la production du secteur Sables pétrolifères, la production de Fort Hills, la production du secteur E&P, la fourchette des ventes de pétrole brut synthétique, les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, les redevances pour la côte Est du Canada, ainsi que l'hypothèse de Suncor relative au contexte commercial concernant le Brent Sullom Voe, le WTI à Cushing, le cours au comptant au carrefour AECO, la marge de craquage 2-1-1 au Port de New York et le taux de change \$ CA/\$ US.

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

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

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

pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

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

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2018, la notice annuelle de 2018 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à

se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

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

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

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

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2019	30 septembre 2018	2019	closer les 30 septembre 2018
Activités d'exploitation				
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 484	1 504	4 459	4 319
Charge (recouvrement) d'impôt différé	81	160	(916)	280
Charge de désactualisation	66	67	205	199
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	133	(216)	(378)	402
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(28)	7	120	(31)
Profit à l'échange et à la cession d'actifs (note 16)	(81)	(107)	(244)	(274)
Rémunération fondée sur des actions	66	38	(19)	(29)
Prospection	—	—	39	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(123)	(106)	(313)	(365)
Autres	42	(20)	78	91
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	461	1 231	(148)	(625)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 136	4 370	8 117	7 540
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 516)	(1 206)	(3 783)	(4 259)
Acquisitions (notes 13 et 14)	—	(14)	—	(1 205)
Produit de la cession d'actifs (note 16)	96	48	262	52
Autres placements (note 16)	(35)	(32)	(134)	(116)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	389	(98)	383	290
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 066)	(1 302)	(3 272)	(5 238)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(572)	(1 230)	(1 527)	749
(Diminution) augmentation nette de la dette à long terme	—	(19)	557	(54)
Paievements au titre de l'obligation locative	(88)	—	(230)	—
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	18	26	59	282
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(756)	(889)	(1 822)	(1 887)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	(2)	(6)	(4)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(650)	(582)	(1 970)	(1 759)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 050)	(2 696)	(4 939)	(2 673)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	20	372	(94)	(371)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	8	(23)	(38)	31
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 061	1 983	2 221	2 672
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 089	2 332	2 089	2 332
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	133	88	639	501
Impôt sur le résultat payé (reçu)	482	(2)	880	662

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Résultat net	—	—	—	3 573	3 573	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	99	—	99	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 78 \$	—	—	—	212	212	—
Total du résultat global	—	—	99	3 785	3 884	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	354	(72)	—	—	282	7 833
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(609)	—	—	(1 278)	(1 887)	(37 700)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	(38)	—	—	(103)	(141)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	38	—	—	38	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 759)	(1 759)	—
30 septembre 2018	26 313	533	908	18 046	45 800	1 611 116
31 décembre 2018	25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
1 ^{er} janvier 2019	25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
Incidence de l'adoption d'IFRS 16 (note 3)	—	—	—	14	14	—
1 ^{er} janvier 2019, montant ajusté	25 910	540	1 076	16 493	44 019	1 584 484
Résultat net	—	—	—	5 234	5 234	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(144)	—	(144)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 89 \$	—	—	—	(258)	(258)	—
Total du résultat global	—	—	(144)	4 976	4 832	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	76	(16)	—	—	60	1 737
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(722)	—	—	(1 100)	(1 822)	(44 158)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 9)	17	—	—	6	23	—
Rémunération fondée sur des actions	—	42	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 970)	(1 970)	—
30 septembre 2019	25 281	566	932	18 405	45 184	1 542 063

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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

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

2. BASE D'ÉTABLISSEMENT

a) Déclaration de conformité

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

b) Base d'évaluation

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

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

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

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

e) Impôt sur le résultat

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

3. NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

IFRS 16, Contrats de location

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Selon IAS 17

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Rapprochement

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

1) Engagements locatifs non actualisés.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Instruments financiers non dérivés

Au 30 septembre 2019, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 13,1 G\$ (12,9 G\$ au 31 décembre 2018) et sa juste valeur, à 16,3 G\$ (14,2 G\$ au 31 décembre 2018). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

11. PROVISIONS

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a augmenté de 1,5 G\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019. L'augmentation tient essentiellement à une hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui est passé à 3,10 % (4,20 % au 31 décembre 2018). Cette augmentation a été en partie neutralisée par les passifs réglés au cours de la période.

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

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

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

(en millions de dollars)	30 septembre 2019
Immobilisations corporelles, montant net – compte non tenu des actifs au titre de droits d'utilisation	73 863
Actifs au titre de droits d'utilisation	2 926
	76 789

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

(en millions de dollars)	Immobilisations corporelles
Coût	
1 ^{er} janvier 2019	3 326
Entrées et ajustements	123
Écarts de change	(3)
30 septembre 2019	3 446
Provision cumulée	
1 ^{er} janvier 2019	267
Amortissement	253
30 septembre 2019	520
Actifs au titre du droit d'utilisation, montant net	
1 ^{er} janvier 2019	3 059
30 septembre 2019	2 926

13. FORT HILLS

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

14. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS SYNCRUDE

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

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

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

La juste valeur des créances et des dettes fournisseurs se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus. Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations.

La participation directe supplémentaire dans Syncrude a fait augmenter de 182 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 11 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 septembre 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018, la participation directe supplémentaire aurait fait augmenter d'un montant additionnel de 64 M\$ les produits bruts et d'un montant additionnel de 4 M\$ le bénéfice net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 30,89 G\$ et un bénéfice net consolidé de 3,58 G\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018.

15. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

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

16. AUTRES TRANSACTIONS

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

Le 28 juin 2019, la Société a réalisé la vente de sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») et elle a comptabilisé un profit sur la vente équivalent au produit intégral de 151 M\$ (139 M\$ après impôt) dans le secteur Exploration et production. La participation dans Canbriam a été acquise au début de 2018 en échange de propriétés foncières minières de Suncor dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production connexe, et une contrepartie de 52 M\$.

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

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

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

DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION COMPLÉMENTAIRES

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

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

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

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2019	Trimestres clos les			30 sept. 2018	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
		30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018		30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Sables pétrolifères								
Fort Hills								
Production de bitume (kb/j)	85,5	89,3	78,4	98,5	69,4	84,4	56,9	67,4
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	—	—	—	(1,7)	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	85,5	89,3	78,4	98,5	69,4	84,4	55,2	66,1
Ventes de bitume (kb/j)	91,6	82,0	78,7	94,6	61,6	84,1	44,8	57,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	23,65	21,80	27,70	23,85	32,55	24,25	33,60	30,00
Gaz naturel	0,60	0,70	1,90	1,00	0,90	1,05	1,30	1,20
	24,25	22,50	29,60	24,85	33,45	25,30	34,90	31,20
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	162,3	188,7	182,2	209,6	106,2	177,6	122,2	144,2
Production de bitume (kb/j)	194,4	228,5	210,6	240,7	130,9	211,2	148,8	172,0
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	165,3	191,4	186,0	206,3	107,2	180,9	121,7	143,0
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	39,80	34,40	35,55	30,85	62,80	36,45	55,00	46,15
Gaz naturel	0,70	0,50	1,50	0,90	1,05	0,90	1,25	1,10
	40,50	34,90	37,05	31,75	63,85	37,35	56,25	47,25

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2019	Trimestres clos les				30 sept. 2018	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
		30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 sept. 2019	30 sept. 2018	31 déc. 2018	
Raffinage et commercialisation									
Ventes de produits raffinés (kb/j)	572,0	508,1	542,8	530,6	565,5	541,0	526,3	527,4	
Pétrole brut traité (kb/j)	463,7	399,1	444,9	467,9	457,2	436,0	418,3	430,8	
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	100	86	96	101	99	94	91	93	
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)}	28,35	33,45	36,35	41,50	34,45	32,60	31,90	34,50	
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	4,90	5,90	5,60	5,45	5,00	5,45	5,30	5,35	
Est de l'Amérique du Nord									
Ventes de produits raffinés (kb/j)									
Carburants de transport									
Essence	122,9	114,1	120,6	117,8	122,0	119,2	117,8	117,8	
Distillat	107,4	98,2	103,1	100,2	96,7	102,9	94,3	95,8	
Total des ventes de carburants de transport	230,3	212,3	223,7	218,0	218,7	222,1	212,1	213,6	
Produits pétrochimiques	9,4	12,5	12,8	10,3	9,0	11,6	11,6	11,3	
Asphalte	21,6	12,7	12,6	15,2	20,5	15,6	15,6	15,5	
Autres	21,1	14,6	27,5	25,7	26,5	21,0	26,0	26,0	
Total des ventes de produits raffinés	282,4	252,1	276,6	269,2	274,7	270,3	265,3	266,4	
Approvisionnement en brut et raffinage									
Brut traité aux raffineries (kb/j)	209,5	170,0	216,2	221,0	211,6	198,6	203,8	208,1	
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	77	97	100	95	89	92	94	
Ouest de l'Amérique du Nord									
Ventes de produits raffinés (kb/j)									
Carburants de transport									
Essence	133,9	121,2	126,1	127,8	139,0	127,1	127,9	127,8	
Distillat	123,4	107,9	118,7	109,5	121,0	116,7	107,0	107,6	
Total des ventes de carburants de transport	257,3	229,1	244,8	237,3	260,0	243,8	234,9	235,4	
Asphalte	18,1	11,4	7,5	11,3	16,1	12,4	13,9	13,3	
Autres	14,2	15,5	13,9	12,8	14,7	14,5	12,2	12,3	
Total des ventes de produits raffinés	289,6	256,0	266,2	261,4	290,8	270,7	261,0	261,0	
Approvisionnement en brut et raffinage									
Brut traité aux raffineries (kb/j)	254,2	229,1	228,7	246,9	245,6	237,4	214,5	222,7	
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	106	95	95	103	102	99	89	93	

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{B)}

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 004	6 676	8 680	1 167	2 825	(78)	12 594
Autres (pertes) produits	(2)	(19)	(21)	(14)	43	81	89
Achats de pétrole brut et de produits	(626)	(63)	(689)	(337)	(34)	12	(1 048)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(24)	(142)	(166)	(67)	(40)		
Montant brut réalisé	1 352	6 452	7 804	749	2 794		
Redevances	(83)	(155)	(238)	(23)	(70)	—	(331)
Frais de transport	(173)	(426)	(599)	(191)	(35)	—	(825)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	93	93	71	16		
Frais de transport nets	(173)	(333)	(506)	(120)	(19)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(359)	(2 841)	(3 200)	(541)	(1 904)	66	(5 579)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	106	457	563	157	153		
Charges d'exploitation nettes	(253)	(2 384)	(2 637)	(384)	(1 751)		
Marge (perte) brute	843	3 580	4 423	222	954		
Volumes de ventes (kb)	33 078	78 371	111 449	12 221	33 297		
Revenus d'exploitation nets par baril	25,50	45,68	39,68	18,19	28,50		

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

	30 sept. 2019	Trimestres clos les			30 sept. 2018	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2018
		30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018		30 sept. 2019	30 sept. 2018	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	629	625	619	619	635	1 873	1 904	2 523
Coûts non liés à la production ^{B)}	(24)	(26)	(12)	(7)	(11)	(62)	(26)	(33)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	605	599	607	612	624	1 811	1 878	2 490
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	14 930	17 169	16 380	19 286	9 769	48 479	33 297	52 583
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	40,50	34,90	37,05	31,75	63,85	37,35	56,25	47,25

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

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation^{B)}

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

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

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

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

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

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

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

Revenus nets du secteur Sables pétroliers

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

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

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

Définitions

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

Notes explicatives

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

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



Suncor Énergie Inc.

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

T: 403-296-8000

Suncor.com