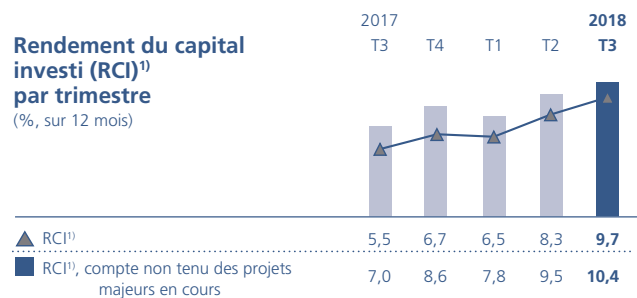
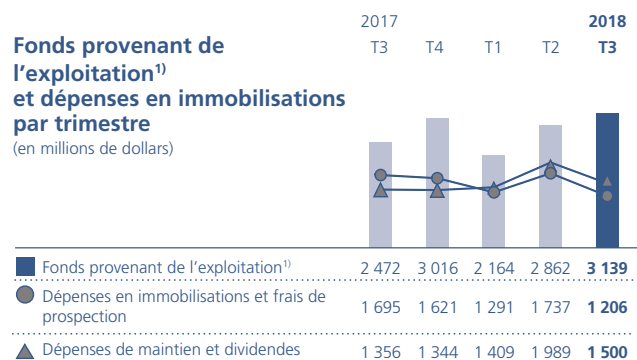
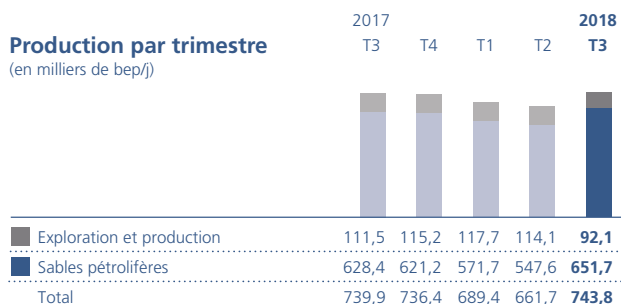
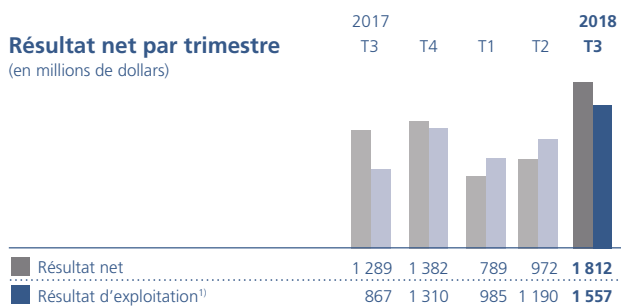


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE TROISIÈME TRIMESTRE DE 2018

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée en fonction des droits. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor daté du 31 octobre 2018 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« Notre rendement d'exploitation élevé a servi d'assise aux excellents résultats dégagés pour le troisième trimestre, durant lequel nous avons dégagé plus de 3 G\$ en fonds provenant de l'exploitation, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Notre intégration en aval et notre situation favorable sur le plan de l'accès au marché continuent d'atténuer les effets de l'élargissement des écarts de prix du brut sur le secteur Sables pétrolifères. Ces atouts nous ont permis de générer des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires importants, que nous avons redistribués aux investisseurs par des rachats d'actions de près de 900 M\$ tout en réduisant notre dette de 1,2 G\$ »

- Suncor a de nouveau enregistré des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ trimestriels records, soit 3,139 G\$ (1,94 \$ par action ordinaire), au troisième trimestre de 2018. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 4,370 G\$ (2,70 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est établi à 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) et le bénéfice net, à 1,812 G\$ (1,12 \$ par action ordinaire), au troisième trimestre de 2018.
- Le secteur Sables pétrolifères a réalisé un nouveau record de production trimestriel de 476 100 barils par jour (b/j), porté principalement par la grande fiabilité de l'exploitation et une production *in situ* record. Le taux d'utilisation des installations de valorisation a augmenté pour atteindre 95 %, ce qui a donné lieu à une composition des produits de plus grande valeur, et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont élevées à 22,00 \$.
- Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a généré des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ trimestriels records de 1,119 G\$ selon un débit de traitement du brut de 457 200 b/j, ce qui représente un taux d'utilisation de 99 % et une marge de raffinage¹⁾ moyenne de 34,45 \$/b.
- La production de Fort Hills s'est établie en moyenne à 69 400 b/j nets pour Suncor (128 300 b/j bruts), au troisième trimestre de 2018. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 33,45 \$. Après la fin du troisième trimestre, la production de Fort Hills a accéléré pour atteindre le taux cible de 90 % de la capacité nominale.
- À Hebron, la production s'est établie à 14 400 b/j, et le forage du quatrième puits de production a débuté en septembre.
- Au cours du troisième trimestre de 2018, la Société a réduit sa dette totale de 1,2 G\$.
- La Société a distribué 582 M\$ en dividendes aux actionnaires et racheté pour 889 M\$ d'actions au cours du troisième trimestre de 2018.



1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 5 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Résultats financiers

Pour le troisième trimestre de 2018, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire), comparativement à 867 M\$ (0,52 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à une amélioration des prix du pétrole brut, à des marges de raffinage plus élevées, à l'ajout des ventes tirées des projets Fort Hills et Hebron ainsi qu'à une production record du secteur Sables pétrolifères, en dépit des travaux de maintenance planifiés amorcés à la fin du trimestre. Ces facteurs ont été en partie neutralisés par une baisse de la production de Syncrude, par l'ajout des charges d'exploitation de Fort Hills et d'Hebron et de celles de Syncrude attribuables à la participation supplémentaire de 5 % acquise plus tôt au cours de l'exercice, par une baisse des coûts d'emprunt incorporés à l'actif, par une hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et des pertes de valeur, ainsi que par des travaux de maintenance planifiés des actifs extracôtiers. La baisse de la production de Syncrude est attribuable à l'incidence de la panne d'électricité survenue à la fin du deuxième trimestre de 2018 et à la remise en service progressive des actifs. La production de Syncrude a repris une cadence normale après l'exécution plus tôt que prévu des travaux de maintenance et le redémarrage de la troisième et dernière unité de cokéfaction.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾, qui se sont établis à 3,139 G\$ (1,94 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2018, comparativement à 2,472 G\$ (1,49 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2017, reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation, exception faite de l'incidence de l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et des pertes de valeur hors trésorerie. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 4,370 G\$ pour le troisième trimestre de 2018, comparativement à 2,912 G\$ pour le troisième trimestre de 2017, et ont été positivement influencés par les entrées de trésorerie liées à une réduction accrue des soldes du fonds de roulement hors trésorerie de la Société par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, laquelle découle d'une diminution des créances, d'une augmentation de l'impôt exigible liée à la hausse du bénéfice, des prélèvements sur les stocks ainsi que d'une augmentation des dettes et charges à payer.

Le bénéfice net s'est chiffré à 1,812 G\$ (1,12 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2018, comparativement à 1,289 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète un profit après impôt de 60 M\$ sur la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn et un profit de change latent après impôt de 195 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 412 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt et les dérivés de change.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 743 800 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le troisième trimestre de 2018, comparativement à 739 900 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 476 100 b/j au troisième trimestre de 2018, contre 469 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une production trimestrielle record. Cette hausse s'explique par la grande fiabilité de l'exploitation et une production *in situ* record. Le taux d'utilisation des installations de valorisation était de 95 % au troisième trimestre de 2018, comparativement à 93 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré le commencement, en septembre, de travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, qui ont depuis été achevés. La hausse du taux d'utilisation des installations de valorisation a donné lieu à une composition des produits favorable, la production et les ventes de la Société ayant compris une plus grande proportion de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel, produits dont la valeur est plus élevée, au troisième trimestre de 2018.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 22,00 \$ au troisième trimestre de 2018, comparativement à 21,60 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait de l'amélioration de la fiabilité de l'usine de valorisation et de la baisse des prix du gaz naturel, ces facteurs étant en partie contrebalancés par une augmentation des coûts des travaux de maintenance planifiés.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est établie en moyenne à 69 400 b/j pour le troisième trimestre de 2018, ce qui correspond à la production du deuxième trimestre de 2018, et la Société prévoit que les installations produiront selon un taux d'utilisation d'environ 90 % au quatrième trimestre.

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

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont élevées en moyenne à 33,45 \$ au troisième trimestre de 2018, ce qui reflète la hausse des frais de mise en valeur engagés pour accroître la capacité de production minière afin de rattraper l'usine d'extraction où la cadence des activités s'est accrue plus vite que prévu. Par ailleurs, les travaux de maintenance planifiés de l'usine d'extraction initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2018 ont été devancés afin qu'ils coïncident avec l'accélération de la cadence d'extraction. Suncor s'attend à ce que les charges d'exploitation décaissées annualisées de Fort Hills restent dans la fourchette des prévisions pour l'exercice au complet.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 106 200 b/j au troisième trimestre de 2018, comparativement à 159 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution tient essentiellement à la panne d'électricité survenue à la fin du deuxième trimestre et à la remise en service progressive de l'actif au cours du troisième trimestre de 2018, ces facteurs étant en partie neutralisés par la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise plus tôt en 2018. Les trois unités de cokéfaction de Syncrude ont été remises en service et la production est revenue aux taux d'exploitation normaux. L'usine de valorisation de Syncrude affichait un taux d'utilisation de 52 % au troisième trimestre de 2018, contre 84 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont élevées à 63,85 \$ au troisième trimestre de 2018, en hausse par rapport à 35,00 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, hausse attribuable à une baisse de production et à une hausse des coûts de maintenance, ces facteurs étant en partie atténués par la baisse des prix du gaz naturel.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 92 100 bep/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 111 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la production est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance planifiés à Buzzard et à Hibernia ainsi qu'à la déplétion naturelle dans la portion britannique de la mer du Nord, ces facteurs étant en partie compensés par l'ajout de la production de Hebron, qui s'est établie en moyenne à 14 400 b/j pour le trimestre, et par la nouvelle production découlant du forage de développement visant les actifs existants de la côte Est.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 457 200 b/j au troisième trimestre de 2018, comparativement à 466 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les activités pour les deux périodes ayant atteint des taux d'utilisation exceptionnels, soit respectivement 99 % et 101 %.

« Nos actifs de sables pétrolifères et de raffinage ont retrouvé une excellente cadence de production une fois les travaux de maintenance planifiés d'envergure achevés au printemps, le taux d'utilisation supérieur ayant atteint 95 % au cours du troisième trimestre, a indiqué Steve Williams. Nous avons travaillé étroitement avec Syncrude pour assurer un retour sécuritaire des actifs à des taux de production normaux. »

Mise à jour concernant la stratégie

Le programme de dépenses en immobilisations 2018 de Suncor est axé sur l'amélioration de la sécurité, de la fiabilité à long terme et de l'efficacité des actifs d'exploitation de la Société, y compris l'exécution de travaux de révision d'envergure et l'accélération de la cadence de production efficiente de Fort Hills et de Hebron, les deux principaux projets de croissance de Suncor.

La Société a effectué des dépenses en immobilisations de 1,180 G\$ au cours du troisième trimestre de 2018, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en baisse par rapport à celles de 1,513 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la mise en service des grands projets de croissance de la Société que représentent Fort Hills et Hebron. Cette baisse a été en partie atténuée par une hausse des dépenses en immobilisations de maintien surtout liée à la maintenance de Syncrude.

Les activités de Fort Hills ont poursuivi leur progression au cours du troisième trimestre, la Société mettant l'accent sur la mise en valeur et l'optimisation de la mine afin d'atteindre une production fiable et soutenue d'environ 90 % de la capacité nominale au cours du quatrième trimestre de 2018. Par ailleurs, la Société a devancé le début des travaux de maintenance de l'usine d'extraction initialement prévus pour le quatrième trimestre afin qu'ils coïncident avec les travaux supplémentaires effectués à la mine.

« L'accélération de la production à Fort Hills a dépassé les attentes et l'actif a atteint les taux d'exploitation cibles, a indiqué Steve Williams. Il est important de noter que, à mesure que la production de Fort Hills s'accélère pour atteindre les taux cibles, nous disposons d'un accès pipelinier suffisant pour amener la totalité de nos barils issus de Fort Hills sur les marchés

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

canadiens et américains qui s'étendent jusqu'à la Côte du golfe, où nous sommes en mesure d'obtenir une valeur maximale pour nos produits. »

L'intégration en aval demeure un élément fondamental de la stratégie de la Société, et l'incidence globale de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut en Alberta a été minime, car elle a été essentiellement compensée par l'effet combiné de l'amélioration des marges de raffinage sur des charges d'alimentation moins élevées et de la position favorable de la Société quant à l'accès au marché, qui lui permet de transférer une part importante des ventes de bitume vers la côte américaine du golfe du Mexique et d'obtenir des prix supérieurs.

Les activités de forage sont en cours à Hebron et la production continue d'augmenter plus rapidement que prévu. Le troisième puits de production a été mis en service au début du troisième trimestre, ce qui a contribué à l'accroissement des volumes, et le forage du quatrième puits de production a commencé en septembre. Les autres activités du secteur E&P au troisième trimestre comprenaient les activités de forage de développement de tous les actifs extracôtiers productifs et les travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose ainsi que des projets Oda et Fenja, en Norvège.

Le projet de la phase 2 à Buzzard, dans lequel Suncor est un partenaire non exploitant détenant une participation directe de 29,9 %, a été autorisé au troisième trimestre de 2018 par Suncor et les autres partenaires dans le projet. Les partenaires prévoient que les premiers barils de pétrole seront produits au début de 2021.

Au cours du troisième trimestre de 2018, la société a vendu sa participation de 36,75 % dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères de Joslyn, pour un produit total de 83 M\$. La clôture de la transaction a eu lieu à la fin du troisième trimestre; près de la moitié du produit a déjà été obtenu et le reste sera reçu en versements égaux au cours des cinq prochaines années.

Au cours du troisième trimestre de 2018, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions de la Société, de 2,15 G\$ à 3,0 G\$, ce qui témoigne une fois de plus de la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la valeur aux actionnaires.

Au cours du troisième trimestre de 2018, Suncor a continué de redistribuer de la trésorerie aux actionnaires au moyen de dividendes de 582 M\$ et, dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de Suncor qui a débuté le 4 mai 2018, elle a racheté aux fins d'annulation de ses actions ordinaires pour un total de 889 M\$.

Après la clôture du troisième trimestre, dans le cadre de son engagement à réduire la dette, Suncor a racheté pour 83 M\$ US de billets premier rang à 7,75 % échéant en 2019 (les « billets de 2019 »). Le montant total du capital des billets de 2019 en cours a été ramené à 140 M\$ par suite du rachat.

Rapprochement du résultat d'exploitation ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Résultat net	1 812	1 289	3 573	3 076
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(195)	(412)	352	(793)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises ²⁾	—	(10)	—	22
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	—	—	10
Profit sur cession importante ⁴⁾	(60)	—	(193)	(437)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 557	867	3 732	1 878

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière non conforme aux PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) (Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises résultant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.
- 3) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 4) Le montant inscrit pour le troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ sur la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn. Le montant inscrit pour le premier trimestre de 2018 tenait compte d'un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ dans le secteur E&P, lié à l'échange d'actifs avec Cambrium Energy Inc. et portant sur les propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le montant inscrit pour le premier trimestre de 2017 tient compte d'un profit après impôt de 354 M\$ dans le secteur R&C découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et d'un profit après impôt de 83 M\$ dans le secteur Siège social, résultant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point.

Prévisions de la Société

Suncor a 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 72,00 \$ US/b à 74,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 66,00 \$ US/b à 67,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty est passé de 44,00 \$ US/b à 41,00 \$ US/b et la marge de craquage 3-2-1 au port de New York est passée de 18,00 \$ US/b à 19,00 \$ US/b, à la suite de changements dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. En raison du changement des prévisions concernant le contexte commercial, la prévision concernant la charge d'impôt sur le résultat pour tout l'exercice en cours a été révisée pour passer d'une fourchette de 1,7 G\$ à 2,0 G\$ à une fourchette de 1,6 G\$ à 1,8 G\$. Aucune autre modification n'a été apportée pour le moment aux fourchettes prévisionnelles de Suncor. Pour des précisions et avis sur les prévisions révisées de Suncor pour 2018, visitez le www.suncor.com/guidance.

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 31 octobre 2018

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

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, daté du 1^{er} mars 2018 (le « rapport de gestion annuel de 2017 »).

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 2018, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et à son rapport de gestion annuel de 2017.

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 1^{er} mars 2018 (la « notice annuelle de 2017 »), 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 rapport de gestion 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	6
2. Faits saillants du troisième trimestre	8
3. Information financière consolidée	9
4. Résultats sectoriels et analyse	14
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	29
6. Situation financière et situation de trésorerie	31
7. Données financières trimestrielles	34
8. Autres éléments	36
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	37
10. Abréviations courantes	43
11. Énoncés prospectifs	44

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

En date du 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui établit de nouvelles directives en matière de comptabilisation des produits des activités ordinaires. En conséquence, certains chiffres comparatifs se rapportant aux résultats de 2017 de Suncor qui sont présentés dans le présent rapport de gestion ont été retraités conformément à la nouvelle norme, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf pour la production en Libye, qui est présentée en fonction des droits. Certains montants relatifs à l'exercice précédent présentés à l'état consolidé du résultat global ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de l'exercice écoulé.

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

Mesures financières hors PCGR

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

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du troisième trimestre**
 - Suncor a enregistré un bénéfice net de 1,812 G\$ pour le troisième trimestre de 2018, en comparaison de 1,289 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice 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 et d'un profit de change latent après impôt de 195 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 412 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change.
 - Pour le troisième trimestre de 2018, Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 1,557 G\$, en comparaison de 867 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à la hausse des prix du pétrole brut, à l'augmentation des marges de raffinage, à la croissance des ventes attribuable aux projets Fort Hills et Hebron et à la production record du secteur Sables pétrolifères malgré les travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation qui ont débuté en septembre. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le fléchissement de la production de Syncrude, par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills et à Hebron et de celles liées à la participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise plus tôt durant l'exercice, par la diminution des coûts d'emprunt incorporés à l'actif, par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des pertes de valeur et par les répercussions des travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs extracôtiers. La diminution de la production de Syncrude est attribuable à l'incidence de la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre de 2018 et à la remise en service graduelle des installations. La cadence de production de Syncrude est maintenant revenue à la normale, après l'exécution plus tôt que prévu des travaux de maintenance planifiés et le redémarrage de la troisième et dernière unité de cokéfaction.
 - Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 3,139 G\$ au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 2,472 G\$ au troisième trimestre de 2017, et ils reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exclusion de l'incidence de la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des pertes de valeur hors trésorerie. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 4,370 G\$ pour le troisième trimestre de 2018, contre 2,912 G\$ pour le troisième trimestre de 2017, et ils reflètent l'incidence positive d'une entrée de trésorerie attribuable à une réduction accrue des soldes du fonds de roulement hors trésorerie par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Cette réduction du solde du fonds de roulement de la Société est attribuable à la diminution des créances, à l'augmentation de l'impôt exigible liée à la hausse du bénéfice, aux prélèvements sur les stocks et à la hausse des dettes et charges à payer.
- **La production du secteur Sables pétrolifères a atteint un volume record trimestriel de 476 100 b/j.** La grande fiabilité d'exploitation et la production record générée par les activités *in situ* ont entraîné une hausse de la production et ont donné lieu à des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères¹⁾ de 22,00 \$/b, y compris des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*¹⁾ de 8,05 \$/b.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a dégagé ses meilleurs résultats financiers trimestriels à ce jour.** Grâce notamment à l'amélioration des marges de raffinage et à un taux d'utilisation des raffineries de 99 %, le secteur R&C a inscrit des fonds provenant de l'exploitation de 1,119 G\$ et un bénéfice d'exploitation de 939 M\$, ce qui, dans les deux cas, constitue un record trimestriel.
- **La progression des activités se poursuit à un rythme plus rapide que prévu à Fort Hills.** Au cours du troisième trimestre, la Société a priorisé la mise en valeur et l'optimisation de la mine en vue d'assurer une production fiable et soutenue d'environ 90 % de la capacité nominale au quatrième trimestre de 2018.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- **Une forte croissance soutenue de la production a été enregistrée à Hebron.** Le troisième puits de production est entré en service au troisième trimestre de 2018 et a généré une production totale de 14 400 b/j nets pour la Société. Le forage du quatrième puits de production à Hebron a débuté en septembre.
- **Au cours du troisième trimestre de 2018, Suncor et ses partenaires ont autorisé le démarrage de la phase 2 de Buzzard.** Les premiers barils de pétrole sont attendus au début de 2021.
- **La dette totale a diminué considérablement.** Au troisième trimestre de 2018, la Société a réduit sa dette totale de 1,2 G\$.
- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 582 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 889 M\$ de ses actions au cours du troisième trimestre de 2018.
- **Le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de la valeur du programme de rachat d'actions de 2,15 G\$ à 3,0 G\$,** ce qui démontre une fois de plus la capacité soutenue de la Société à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la valeur aux actionnaires.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Résultat net				
Sables pétrolifères	796	314	1 246	339
Exploration et production	217	161	923	515
Raffinage et commercialisation	939	597	2 430	1 772
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(140)	217	(1 026)	450
Total	1 812	1 289	3 573	3 076
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	736	314	1 186	339
Exploration et production	217	161	790	515
Raffinage et commercialisation	939	597	2 430	1 418
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(335)	(205)	(674)	(394)
Total	1 557	867	3 732	1 878
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	1 844	1 276	4 269	2 958
Exploration et production	455	375	1 502	1 294
Raffinage et commercialisation	1 119	827	2 968	1 906
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(279)	(6)	(574)	(35)
Total	3 139	2 472	8 165	6 123
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	906	816	3 100	2 109
Croissance	274	697	1 031	2 269
Total	1 180	1 513	4 131	4 378

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	1 639	1 116	4 940	3 759

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif.

Faits saillants de l'exploitation

	2018	Trimestres clos les 30 septembre 2017	Périodes de neuf mois closes les 2018	30 septembre 2017
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	651,7	628,4	591,0	544,3
Exploration et production (kbep/j)	92,1	111,5	107,9	123,8
Total (kbep/j)	743,8	739,9	698,9	668,1
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	100/0	100/0	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	99	101	91	96
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	457,2	466,8	418,3	444,2

Résultat net

La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 1,812 G\$ pour le troisième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 1,289 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après.

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

- La réévaluation de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à un profit de change latent après impôt de 195 M\$ pour le troisième trimestre de 2018, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 412 M\$ pour le troisième trimestre de 2017.
- 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.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2017 tenait compte d'un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 30 septembre 2017	Périodes de neuf mois closes les 2018	30 septembre 2017
Résultat net	1 812	1 289	3 573	3 076
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(195)	(412)	352	(793)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ²⁾	—	(10)	—	22
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	—	—	10
Profit sur cession importante ⁴⁾	(60)	—	(193)	(437)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 557	867	3 732	1 878

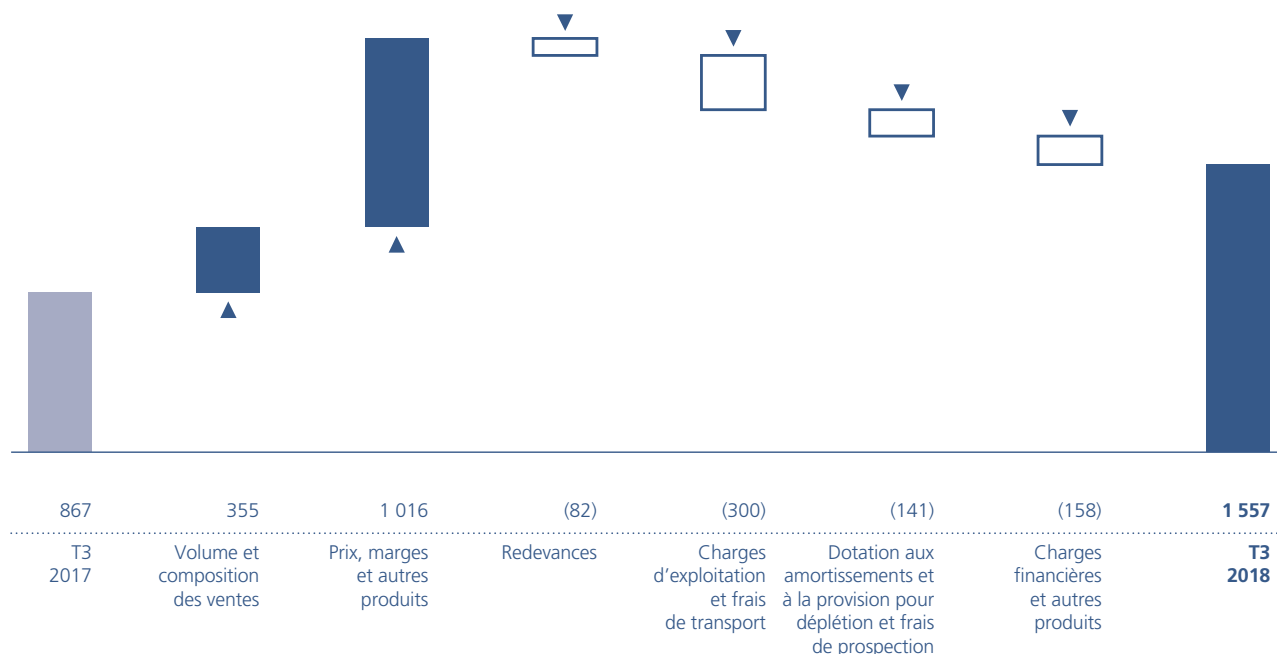
1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) (Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.

3) Charges liées au remboursement anticipé de la dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.

4) Le montant inscrit pour le 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. Le montant inscrit pour le premier trimestre de 2018 tenait compte d'un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ dans le secteur Exploration et Production (« E&P »), lié à l'échange d'actifs avec Cambrium Energy Inc. (« Cambrium ») et portant sur les propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique au premier trimestre de 2018. Le montant inscrit pour le premier trimestre de 2017 tenait compte d'un profit après impôt de 354 M\$ dans le secteur R&C par suite de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société, ainsi que d'un profit après impôt de 83 M\$ dans le secteur Siège social par suite de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.

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



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

Pour le troisième trimestre de 2018, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,557 G\$, en comparaison de 867 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à la hausse des prix du pétrole brut, à l'augmentation des marges de raffinage, à la production supplémentaire tirée des projets Fort Hills et Hebron et à la production record enregistrée par le secteur Sables pétrolifères malgré les travaux de maintenance planifiés portant sur les installations de valorisation qui ont débuté vers la fin du trimestre. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le fléchissement de la production de Syncrude, par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills et à Hebron et de celles liées à la participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise plus tôt durant l'exercice, par la diminution des coûts d'emprunt incorporés à l'actif, par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et des pertes de valeur et par les répercussions des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'égard des actifs extracôtiers. La diminution de la production de Syncrude est attribuable à l'incidence de la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre de 2018 et à la remise en service graduelle des installations. La cadence de production de Syncrude est maintenant revenue à la normale, après l'exécution plus tôt que prévu des travaux de maintenance planifiés et le redémarrage de la troisième et dernière unité de cokéfaction.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 30 septembre 2017	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2017	2018	2017
Sables pétrolifères	8	31	63	52	
Exploration et production	1	4	6	7	
Raffinage et commercialisation	4	15	32	27	
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	19	53	130	108	
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	32	103	231	194	

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a diminué pour s'établir à 32 M\$ au troisième trimestre de 2018, en raison d'une baisse du cours de l'action de la Société au cours du trimestre, tandis qu'elle s'était établie à 103 M\$ au troisième trimestre de 2017, le cours de l'action de la Société ayant été plus élevé au cours de ce trimestre.

Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des périodes de	
		2018	30 septembre 2017	neuf mois closes les 2018	30 septembre 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	69,50	48,20	66,80	49,45
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	75,25	52,05	72,15	51,90
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,15	6,30	10,75	7,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	81,40	57,05	77,85	61,20
WCS à Hardisty	\$ US/b	47,35	38,25	44,90	37,60
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	22,15	9,95	21,90	11,90
Condensat à Edmonton	\$ US/b	66,80	47,60	66,30	49,45
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,20	1,45	1,50	2,30
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	54,45	24,55	48,40	22,05
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,65	22,35	18,65	17,05
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,05	19,25	16,75	14,90
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,40	26,80	23,20	22,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,85	21,45	18,20	17,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,80	0,78	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,80	0,77	0,80

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au troisième trimestre de 2018 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence positive de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 48,20 \$ US/b au troisième trimestre de 2017 à 69,50 \$ US/b, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique observé vers la fin du trimestre. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour atteindre 81,40 \$/b, alors qu'il était de 57,05 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 47,35 \$ US/b au troisième trimestre de 2018, alors qu'il était de 38,25 \$ US/b au troisième trimestre de 2017, ce qui représente une augmentation moindre que celle du WTI qui s'explique par l'incidence que continuent d'avoir les plus grands écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien attribuables à la capacité de transport par pipeline insuffisante sur le marché du brut en Alberta.

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

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel s'est établi en moyenne à 75,25 \$ US/b au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 52,05 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 1,20 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2018, en baisse comparativement à 1,45 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 3-2-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats, et par les écarts de prix du brut. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux ou du pétrole brut plus léger dont le prix est moins élevé que le cours de référence du WTI. Les écarts de prix du pétrole brut en Alberta se sont élargis au troisième trimestre de 2018, ce qui a entraîné une diminution des coûts des charges d'alimentation de la majorité des raffineries de la Société et une amélioration des marges de raffinage. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les coûts d'achat réels du brut, de même que la configuration de la raffinerie, la composition de la production et les prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie, influent également sur les marges spécifiques à chacune des raffineries.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a augmenté pour s'établir en moyenne à 54,45 \$/MWh au troisième trimestre de 2018, comparativement à 24,55 \$/MWh au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain au cours du troisième trimestre de 2018, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,77 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,80 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au troisième trimestre de 2018 par rapport à ceux obtenus au troisième trimestre de 2017.

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

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

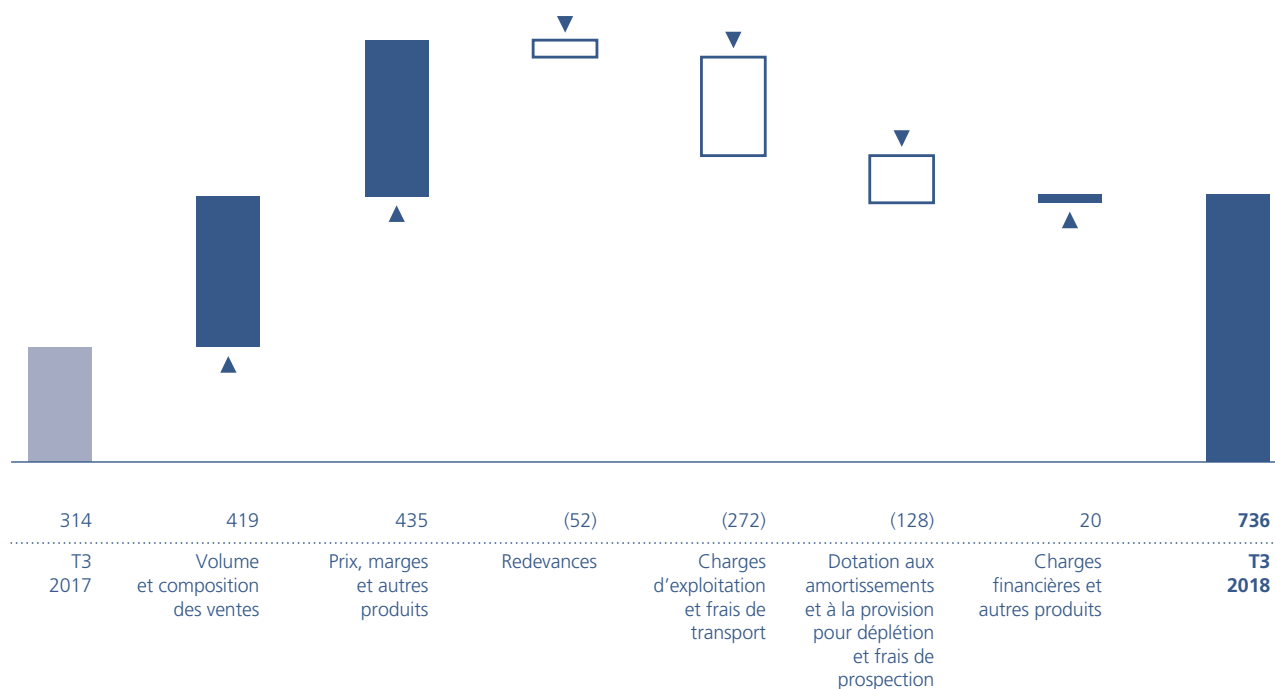
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Produits bruts ¹⁾	4 815	3 268	12 594	9 126
Moins les redevances	(161)	(82)	(331)	(180)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 654	3 186	12 263	8 946
Résultat net	796	314	1 246	339
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante ²⁾	(60)	—	(60)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	736	314	1 186	339
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	1 844	1 276	4 269	2 958

- 1) Les chiffres du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.
- 2) Les chiffres du troisième trimestre de 2018 tiennent compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Pour le troisième trimestre de 2018, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 736 M\$, en comparaison de 314 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression est attribuable à

l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la production supplémentaire tirée de Fort Hills, à l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation et à la hausse de la production *in situ*, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production de Syncrude, par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills, par l'augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et des pertes de valeur et par l'augmentation des charges d'exploitation de Syncrude. La production de Syncrude a diminué par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre et de la remise en service graduelle des installations, conjuguées au devancement des travaux de maintenance planifiés qui devaient initialement être exécutés au quatrième trimestre de 2018.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	338,5	330,8	291,1	321,8
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(8,4)	(6,4)	(8,4)	(6,5)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	330,1	324,4	282,7	315,3
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	146,0	144,9	130,9	108,2
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	476,1	469,3	413,6	423,5
Bitume de Fort Hills	69,4	—	56,9	—
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	(1,7)	—
Total de la production de bitume de Fort Hills	69,4	—	55,2	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	107,6	159,2	124,3	121,8
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(1,4)	(0,1)	(2,1)	(1,0)
Total de la production de Syncrude	106,2	159,1	122,2	120,8
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	651,7	628,4	591,0	544,3

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, tandis que la production de mousse de bitume de Fort Hills peut être acheminée jusqu'aux installations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base afin d'y être transformée en pétrole brut synthétique. La totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.

2) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills utilise le diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base aux fins de ses activités minières. Sur les 8 400 b/j de diesel consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2018, 6 300 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 2 100 b/j, par Fort Hills. Les taux d'utilisation du secteur Sables pétrolifères sont calculés déduction faite du diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base mais inclusion faite du diesel consommé à l'interne à Fort Hills. Les taux d'utilisation de Syncrude sont calculés en fonction de la production de pétrole sulfureux intermédiaire.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 476 100 b/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 469 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et représente un nouveau record de production trimestrielle. Cette augmentation est attribuable à la grande fiabilité d'exploitation et à la production record dégagée par les activités *in situ*. Le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 95 % au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 93 % au troisième trimestre de l'exercice précédent, malgré le commencement, en septembre, de travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, qui ont depuis été achevés. La hausse du taux d'utilisation des installations de valorisation a donné lieu à une composition des produits favorable, la production et les ventes de la Société ayant compris une plus grande proportion de pétrole brut synthétique peu sulfureux et de diesel, produits dont la valeur est plus élevée, au troisième trimestre de 2018. La production du troisième trimestre de 2017 s'était ressentie de l'exécution de travaux de maintenance planifiés et non planifiés.

Au troisième trimestre de 2018, la production de bitume de Fort Hills a atteint en moyenne 69 400 b/j, nets pour Suncor, et elle devrait atteindre environ 90 % de la capacité nominale au quatrième trimestre de 2018.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	129,5	105,9	91,3	111,7
Diesel	34,7	30,4	29,2	30,1
Pétrole brut synthétique sulfureux	162,8	183,2	166,6	173,2
Produits valorisés	327,0	319,5	287,1	315,0
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	131,4	120,3	121,2	103,8
Sables pétrolifères	458,4	439,8	408,3	418,8
Bitume de Fort Hills	61,6	—	44,8	—
Syncrude	106,2	159,1	122,2	120,8
Total	626,2	598,9	575,3	539,6

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 458 400 b/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 439 800 b/j au troisième trimestre de 2017, ce qui s'explique par la hausse de la production, partiellement contrebalancée par une accumulation des stocks.

Au troisième trimestre de 2018, les ventes de bitume provenant de Fort Hills se sont établies en moyenne à 61 600 b/j, nettes pour Suncor, et elles reflètent une légère accumulation des stocks.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 106 200 b/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 159 100 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à une panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre et à la remise en service graduelle des installations, partiellement contrebalancées par l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude plus tôt durant l'exercice. Afin d'atténuer les répercussions de la panne d'électricité sur l'ensemble de la production de 2018, des travaux de maintenance planifiés qui étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2018 et en 2019 ont été devancés de manière à coïncider avec la remise en service des installations. La cadence de production de Syncrude est revenue à la normale, après l'exécution plus tôt que prévu des travaux de maintenance planifiés et le redémarrage de la troisième et dernière unité de cokéfaction.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	323,4	328,1	252,2	308,3
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	449,6	490,0	366,5	469,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,72	0,67	0,69	0,66
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	211,0	203,6	206,2	172,5
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,6	2,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	37,1	30,8	35,6	32,1
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,8	3,0	2,9	3,1
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	248,1	234,4	241,8	204,6
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	571,5	562,5	494,0	512,9
Fort Hills				
Production de bitume (kb/j)	69,4	—	56,9	—
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	114,1	—	91,2	—
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,61	—	0,62	—
Syncrude				
Production de bitume (kb/j)	130,9	193,7	148,8	148,8
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	213,3	290,9	241,5	228,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,61	0,67	0,62	0,65
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	771,8	756,2	699,7	661,7

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au troisième trimestre de 2018 pour s'établir à 571 500 b/j, en comparaison de 562 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'importante production que continuent de dégager les activités *in situ*, comme en témoignent les nouveaux records de production trimestrielle atteints à la fois à Firebag et à MacKay River, ainsi que par l'amélioration de la qualité du minerai de bitume extrait par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

La production de bitume de Fort Hills pour le troisième trimestre de 2018 s'est établie à 69 400 b/j, nets pour Suncor, à la suite du démarrage réussi des activités au premier trimestre de 2018 et de la mise en service subséquente des deuxième et troisième trains d'extraction.

La production de bitume de Syncrude a diminué pour s'établir à 130 900 b/j, nets pour Suncor, au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 193 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par l'incidence qu'a eue la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre de 2018, partiellement contrebalancée par l'augmentation de 5 % de la participation directe acquise par Suncor plus tôt en 2018.

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	82,95	56,11	78,06	59,64
Bitume	36,62	34,79	35,65	30,81
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	69,67	50,28	65,47	52,49
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(20,59)	(9,97)	(20,17)	(11,73)
Fort Hills (bitume)	53,43	—	51,44	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	88,80	60,30	83,12	62,54
Syncrude, par rapport au WTI	(1,46)	0,05	(2,52)	(1,68)

1) Les prix obtenus présentés pour le troisième trimestre de 2017 ont été retraités pour rendre compte des nouvelles exigences en matière de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation, ainsi que pour éliminer l'incidence des activités liées à la gestion des risques. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 69,67 \$/b au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 50,28 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des cours de référence du WTI, de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et de la croissance des ventes de pétrole brut synthétique peu sulfureux attribuable à la composition favorable de la production. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'élargissement des écarts de prix du pétrole lourd et du pétrole brut synthétique qui a découlé de la capacité de transport insuffisante qui a restreint la capacité du secteur d'exporter la production provenant de l'Alberta.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 53,43 \$/b au troisième trimestre de 2018, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes sur la côte américaine du golfe du Mexique, où Suncor a été en mesure d'utiliser son réseau logistique afin de bénéficier des prix favorables sur le marché américain, conjuguée à une amélioration de la qualité de la mousse de bitume traitée au solvant paraffinique produite à Fort Hills.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 88,80 \$/b au troisième trimestre de 2018, comparativement à 60,30 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, partiellement contrebalancées par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des cours de référence et de la hausse de la production de bitume.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison de la hausse des coûts de maintenance qui a résulté principalement de la révision de l'usine de valorisation 2, partiellement contrebalancée par la baisse des prix du gaz naturel et par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Le quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude a été plus élevée qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la participation directe supplémentaire de 5 % acquise plus tôt durant l'exercice et par l'augmentation des coûts de maintenance, partiellement contrebalancées par la baisse des prix du gaz naturel. L'augmentation des coûts de maintenance est attribuable à la remise en service qui a eu lieu après la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre de 2018 ainsi qu'au devancement des travaux de maintenance planifiés.

Les charges d'exploitation de Fort Hills rendent compte de l'accélération des activités d'extraction minière et de la préparation des stocks de minerai en vue d'atteindre les taux de production cibles pour le quatrième trimestre de 2018. Les charges d'exploitation rendent compte également de l'achèvement des travaux de maintenance planifiés à l'usine d'extraction qui étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2018, mais qui ont été devancés afin de coïncider avec l'intensification des activités minières.

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

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les pertes de valeur du troisième trimestre de 2018 ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une perte de valeur comptabilisée à l'égard de certains actifs que la Société n'utilisait plus, de l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion relative à Fort Hills et de l'augmentation de la quote-part de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée à Syncrude qui a découlé de la participation directe supplémentaire de 5 % acquise au cours du premier trimestre de 2018.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 854	1 513	5 574	4 641
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 005	988	3 128	2 982
Coûts non liés à la production ²⁾	(14)	(36)	(91)	(68)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(50)	(58)	(157)	(180)
Variations des stocks	28	37	11	1
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	969	931	2 891	2 735
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	22,00	21,60	25,50	23,65
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	214	—	541	—
Coûts non liés à la production ²⁾	(26)	—	(96)	—
Variations des stocks	26	—	98	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	214	—	543	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	33,45	—	34,90	—
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	635	525	1 904	1 659
Coûts non liés à la production ²⁾	(11)	(13)	(26)	(27)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	624	512	1 878	1 632
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	63,85	35,00	56,25	49,50

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

- 2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les charges de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent notamment les coûts de démarrage de projet, les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération, alors que la production s'accélère pour atteindre les taux cibles, et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolières, au coût de production.
- 3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolières rendent compte notamment de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par une unité de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minéral.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolières¹⁾ se sont établies à 22,00 \$ au troisième trimestre de 2018, ce qui avoisine celles de 21,60 \$ inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent et reflète l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation et la diminution des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancées par l'augmentation des coûts de maintenance planifiée. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolières ont augmenté, passant de 931 M\$ au troisième trimestre de 2017 à 969 M\$ au troisième trimestre de 2018.

Au troisième trimestre de 2018, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, ont été moins élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolières pour le troisième trimestre de 2018 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolières enregistrées au troisième trimestre de 2018 ont été moins prononcées qu'au troisième trimestre de 2017, en raison d'une accumulation moins importante des stocks.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 33,45 \$ au troisième trimestre de 2018, ce qui reflète la hausse des frais de mise en valeur engagés pour accroître la capacité de production minière afin de rattraper l'usine d'extraction où la cadence des activités s'est accrue plus vite que prévu. En outre, les travaux de maintenance planifiés des usines d'extraction, qui étaient initialement prévus pour le quatrième trimestre de 2018, ont été devancés afin qu'ils coïncident avec l'accélération de la cadence d'extraction. Suncor s'attend à ce que les charges d'exploitation décaissées annualisées de Fort Hills se situent dans la fourchette prévisionnelle établie pour l'exercice complet.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 63,85 \$ au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 35,00 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à la diminution de la production, à l'augmentation des charges d'exploitation attribuable aux travaux de maintenance non planifiés et au devancement des travaux de maintenance planifiés durant la phase de remise en service. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 624 M\$, contre 512 M\$ au troisième trimestre de 2017, en raison notamment de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude au cours du premier trimestre de 2018.

Résultats des neuf premiers mois de 2018

Pour les neuf premiers mois de 2018, le bénéfice net du secteur Sables pétrolières s'est établi à 1,246 G\$, en comparaison de 339 M\$ pour la période correspondante de 2017, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, en plus de l'incidence du profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolières Joslyn comptabilisé au troisième trimestre de 2018.

Pour les neuf premiers mois de 2018, le secteur Sables pétrolières a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1,186 G\$, en comparaison de 339 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette progression est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la hausse des volumes de production qui a découlé principalement du démarrage de la production à Fort Hills et à la diminution du coût du gaz naturel, partiellement contrebalancées par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills en 2018, par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des pertes de valeur, par l'augmentation des coûts de maintenance et par les charges d'exploitation supplémentaires découlant de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 4,269 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 2,958 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, mis à part la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des pertes de valeur.

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

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 25,50 \$ pour les neuf premiers mois de 2018, en hausse par rapport à 23,65 \$/b en moyenne pour les neuf premiers mois de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la baisse des volumes de production et à la hausse des coûts de maintenance qui ont découlé principalement des premiers travaux de révision planifiés exécutés à l'usine de valorisation 1 depuis le passage à un cycle de cinq ans, partiellement contrebalancées par la baisse des prix du gaz naturel.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills se sont chiffrées en moyenne à 34,90 \$ pour les neuf premiers mois de 2018.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies en moyenne à 56,25 \$ pour les neuf premiers mois de 2018, en hausse par rapport à 49,50 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2017, ce qui s'explique par la baisse de la production et par la hausse des charges d'exploitation et des coûts de maintenance qui ont résulté de la panne d'électricité. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des prix du gaz naturel.

Travaux de maintenance planifiés

Les travaux de maintenance de l'usine de valorisation 2, qui ont été entrepris au troisième trimestre de 2018, ont été achevés après la clôture du trimestre. L'incidence de ces travaux a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

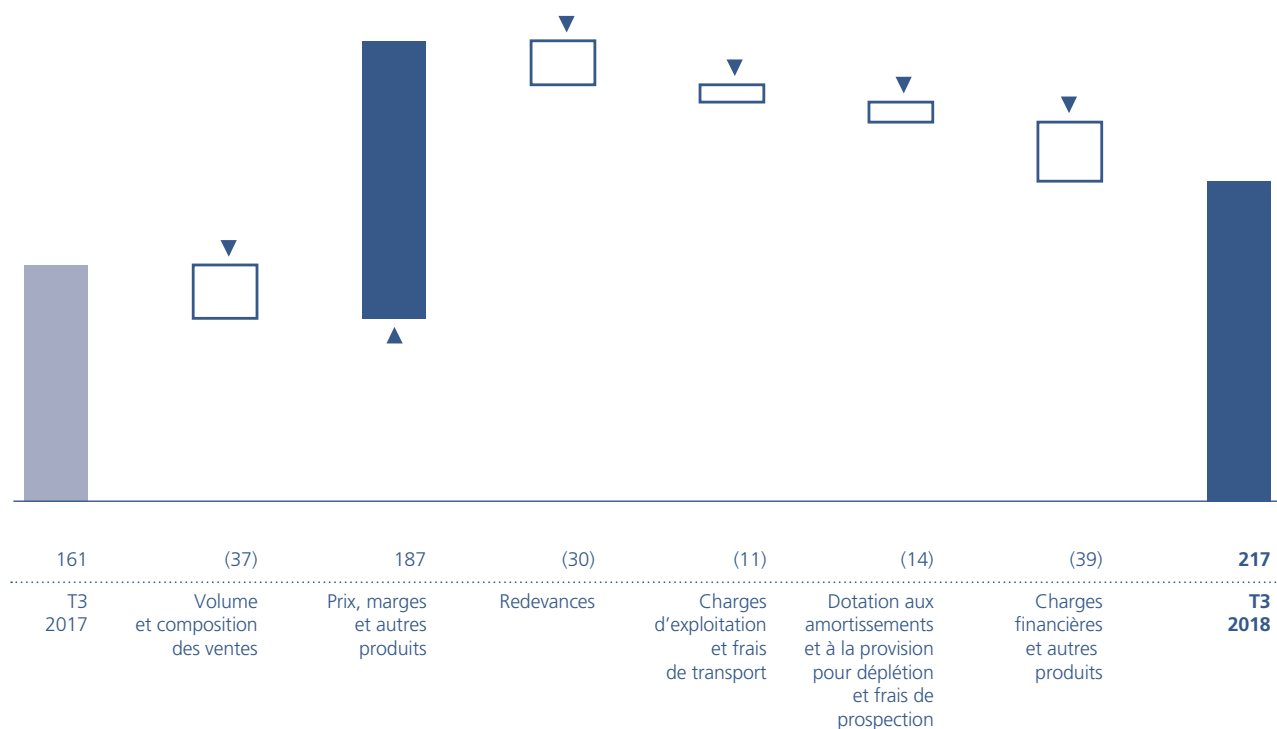
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Produits bruts ¹⁾	875	685	2 823	2 376
Moins les redevances ¹⁾	(91)	(51)	(238)	(214)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	784	634	2 585	2 162
Résultat net	217	161	923	515
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs ²⁾	—	—	(133)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	217	161	790	515
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	455	375	1 502	1 294

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés en fonction des droits dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 2) Profit après impôt de 133 M\$ lié à l'échange d'actifs avec Canbriam dans le cadre duquel la Société a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique au cours du premier trimestre de 2018.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 217 M\$ au troisième trimestre de 2018, en hausse comparativement à celui de 161 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancée par la diminution globale de la production, par l'augmentation des redevances et par la hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et des charges d'exploitation attribuable à l'ajout de Hebron.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	8,6	5,8	12,5	10,5
Hibernia (kb/j)	17,9	26,6	23,2	28,9
White Rose (kb/j)	8,0	9,0	7,6	11,7
Hebron (kb/j)	14,4	—	12,1	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	1,5	0,7	2,0
	48,9	42,9	56,1	53,1
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	29,6	44,3	36,4	46,2
Golden Eagle (kbep/j)	12,0	20,5	12,9	20,3
Royaume-Uni (kbep/j)	41,6	64,8	49,3	66,5
Libye (kb/j)	1,6	3,8	2,5	4,2
	43,2	68,6	51,8	70,7
Production totale (kbep/j)	92,1	111,5	107,9	123,8
Composition (liquides/gaz) (%)	99/1	98/2	99/1	97/3
Total des volumes de ventes (kbep/j)	96,5	112,6	109,4	126,5

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 48 900 bep/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 42 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à l'ajout de la production provenant de Hebron et à la nouvelle production générée par les travaux de forage de développement portant sur les actifs existants de la côte Est du Canada, partiellement contrebalancés par l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à Hibernia et par la déplétion naturelle.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 43 200 bep/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 68 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la déplétion naturelle à Buzzard et à Golden Eagle et des travaux de maintenance planifiés exécutés à Buzzard.

Les volumes de ventes du secteur E&P ont diminué pour s'établir à 96 500 bep/j au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 112 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production, partiellement contrebalancée par le prélèvement plus important effectué sur les stocks sur la côte Est du Canada au troisième trimestre de 2018.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	97,22	65,06	91,28	66,00
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	0,60	1,94	2,08
E&P International (\$/bep)	92,24	60,88	88,01	62,89

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au troisième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des cours de référence du pétrole brut Brent et de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le troisième trimestre de 2018 ont été supérieures à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au troisième trimestre de 2018 par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par les charges d'exploitation additionnelles engagées à Hebron, où la production a débuté au quatrième trimestre de 2017, et par la hausse des coûts à Terra Nova et à Hibernia en raison de travaux de maintenance planifiés. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse des charges d'exploitation au Royaume-Uni.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du troisième trimestre de 2018 a augmenté par rapport à celle du troisième trimestre de 2017, en raison principalement de l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée au projet Hebron, partiellement contrebalancé par la baisse de la production au Royaume-Uni.

Résultats des neuf premiers mois de 2018

Pour les neuf premiers mois de 2018, le bénéfice net du secteur E&P s'est établi à 923 M\$, en comparaison de 515 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, en plus de l'incidence du profit après impôt de 133 M\$ lié à l'échange d'actifs avec Canbriam portant sur les propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique au premier trimestre de 2018.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 790 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 515 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et à la baisse des frais de prospection, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production, par l'ajout des charges d'exploitation liées à Hebron et par l'augmentation des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,502 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 1,294 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation, à l'exception des frais de prospection et de la charge hors trésorerie au titre de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas exécuter de travaux de maintenance importants au quatrième trimestre de 2018.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

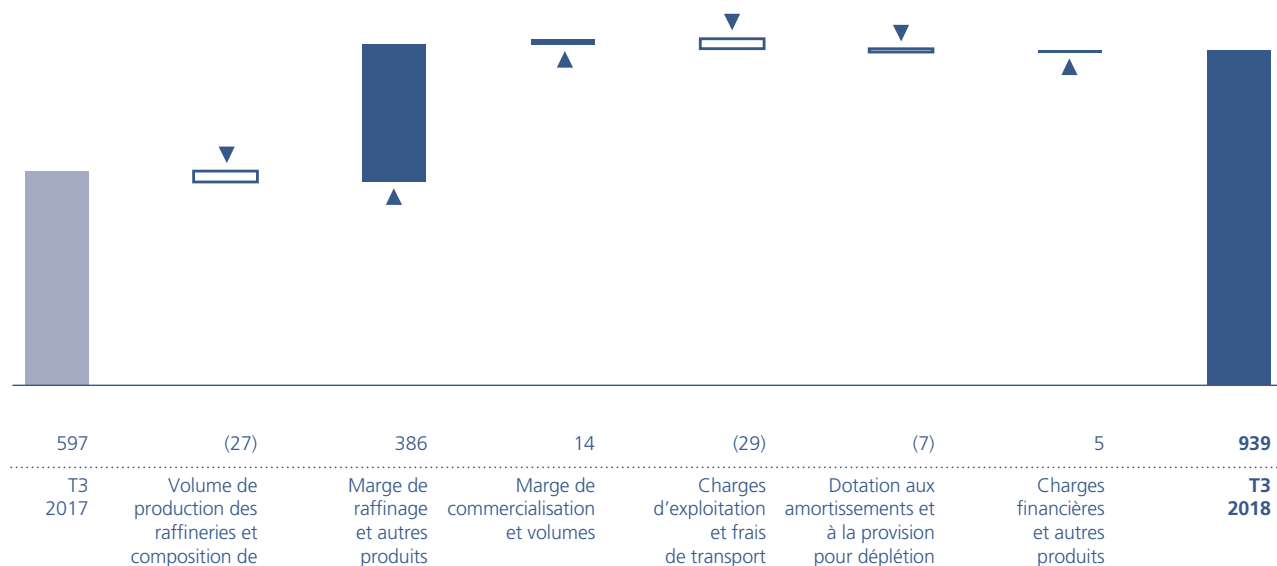
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Produits d'exploitation ¹⁾	6 737	5 076	18 073	14 342
Résultat net	939	597	2 430	1 772
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	—	(354)
Résultat d'exploitation ³⁾	939	597	2 430	1 418
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	1 119	827	2 968	1 906

1) Les chiffres du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.

2) Profit après impôt découlant de la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada de la Société réalisée au premier trimestre de 2017.

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

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



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

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 939 M\$ pour le troisième trimestre de 2018, ce qui représente un nouveau record pour un trimestre, tandis qu'il avait inscrit un bénéfice d'exploitation de 597 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des marges de raffinage qui a découlé de l'élargissement des écarts de prix du brut (lequel a contrebalancé en partie l'incidence sur les activités du secteur Sables pétrolifères) et des écarts favorables liés à l'emplacement des produits, ainsi qu'aux importants volumes de ventes qui ont découlé de la forte demande pour les produits. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges d'exploitation.

Volumen

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	211,6	213,9	203,8	212,3
Ouest de l'Amérique du Nord	245,6	252,9	214,5	231,9
Total	457,2	466,8	418,3	444,2
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	95	96	92	96
Ouest de l'Amérique du Nord	102	105	89	97
Total	99	101	91	96
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	261,0	257,6	245,7	241,6
Distillat	217,7	212,5	201,3	198,7
Autres	86,8	94,4	79,3	91,4
Total	565,5	564,5	526,3	531,7
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	34,45	24,25	31,05	21,90
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	5,00	4,50	5,30	5,00

- 1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Les marges de raffinage sont présentées selon la méthode DEPS étant donné que la direction utilise cette méthode pour évaluer le rendement, et les chiffres de la période correspondante de l'exercice précédent ont été retraités pour rendre compte de ce changement.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 457 200 b/j au troisième trimestre de 2018, contre 466 800 b/j au troisième trimestre de 2017. Des taux d'utilisation plus élevés ont été enregistrés pour les deux périodes, soit respectivement 99 % et 101 %, celui du troisième trimestre de 2018 reflétant l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés à la raffinerie de Montréal.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 565 500 b/j, ce qui avoisine celles de 564 500 b/j enregistrées pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix et marges

Les marges brutes qui ont été dégagées sur les produits raffinés ont été plus élevées au troisième trimestre de 2018 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elles rendent compte essentiellement de ce qui suit :

- Le contexte commercial s'est révélé favorable grâce à l'élargissement des écarts de prix du brut, à l'amélioration des écarts liés à l'emplacement des produits, à l'amélioration des marges de craquage pour les distillats et à l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.
- Au troisième trimestre de 2018, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une baisse du résultat d'exploitation de 23 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation de 27 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence favorable de 4 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Les marges brutes de commercialisation ont été plus élevées au troisième trimestre de 2018 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des ventes en gros et de l'amélioration des marges unitaires sur les ventes en gros.

- 1) La méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au troisième trimestre de 2018 qu'au troisième trimestre de 2017, en raison de l'augmentation des coûts liés aux services de soutien, de la hausse des frais de transport et de l'augmentation des frais variables liés aux ventes au détail, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la diminution des prix du gaz naturel.

Résultats des neuf premiers mois de 2018

Le bénéfice net du secteur R&C s'est établi à 2,430 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 1,772 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, en plus de l'incidence du profit après impôt découlant de la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada réalisée au premier trimestre de 2017.

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 2,430 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 1,418 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Cette hausse est attribuable aux écarts de prix favorables du pétrole brut, à l'amélioration des écarts liés à l'emplacement des produits, à l'augmentation des marges de craquage pour les distillats et à la comptabilisation d'un profit lié à la méthode PEPS, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse du débit de traitement du brut. Pour les neuf premiers mois de 2018, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS, s'est traduite par une hausse du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation de 181 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation de 22 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2017.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 2,968 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 1,906 G\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Cette hausse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Suncor a conclu la vente de son groupe Lubrifiants Petro-Canada au cours du premier trimestre de 2017. Ce groupe a contribué au bénéfice net à hauteur de 8 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 11 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a achevé la totalité des travaux de maintenance planifiés d'envergure portant sur les raffineries de 2018 et elle ne prévoit pas entreprendre de travaux de maintenance d'envergure au quatrième trimestre de 2018.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Résultat net	(140)	217	(1 026)	450
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(195)	(412)	352	(793)
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ¹⁾	—	(10)	—	22
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	—	—	—	10
Profit sur cession importante ³⁾	—	—	—	(83)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	(335)	(205)	(674)	(394)
Énergie renouvelable	(1)	(2)	—	(3)
Négociation de l'énergie	24	(32)	37	(47)
Siège social	(277)	(129)	(698)	(344)
Éliminations	(81)	(42)	(13)	—
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation ⁴⁾	(279)	(6)	(574)	(35)

1) (Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change.

2) Charges liées au remboursement anticipé de la dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.

- 3) Profit après impôt de 83 M\$ lié à la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	29	32	128	195

1) L'énergie produite tient compte d'une production réduite pour laquelle la Société a obtenu une compensation.

Le secteur de l'énergie renouvelable a inscrit une perte d'exploitation de 1 M\$ au troisième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 2 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 24 M\$ au troisième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 32 M\$ au troisième trimestre de 2017, ce qui s'explique par les écarts avantageux liés à l'emplacement du pétrole brut lourd.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 277 M\$ au troisième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 129 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation est attribuable à la diminution considérable des intérêts incorporés à l'actif qui a suivi la mise en service des grands projets de croissance de la Société ainsi qu'au fait que le résultat d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence favorable de produits d'impôt exigible et d'avis de nouvelle cotisation. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie et par la diminution de la perte de change liée aux activités d'exploitation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2018, Suncor a incorporé une tranche de 26 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 182 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la mise en service des projets de croissance Fort Hills et Hebron de la Société.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2018, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 81 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 42 M\$ au troisième trimestre de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse de la proportion des stocks intragroupe du secteur Sables pétrolifères qui a été enregistrée au troisième trimestre de 2018 aux raffineries de la Société à la suite de l'exécution des travaux de maintenance printaniers au deuxième trimestre de 2018.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 279 M\$ au troisième trimestre de 2018, en comparaison de 6 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre les facteurs susmentionnés liés à la trésorerie et qui ont influé sur le résultat d'exploitation, l'augmentation des fonds affectés à l'exploitation s'explique par l'incidence favorable qu'avaient eue, au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les produits d'impôt exigible liés au remboursement anticipé de la dette.

Résultats des neuf premiers mois de 2018

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte nette de 1,026 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 450 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, la perte nette inscrite pour les neuf premiers mois de 2018 reflète l'incidence d'une perte de change latente après impôt de 352 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net inscrit pour les neuf premiers mois de 2017 tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 793 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une perte hors trésorerie de 22 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change, d'une perte après impôt de 10 M\$ lié au remboursement anticipé d'une dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes, et

d'un profit après impôt de 83 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans la centrale éolienne Cedar Point.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 674 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 394 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Cette augmentation de la perte d'exploitation est attribuable à la diminution des intérêts incorporés à l'actif, à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie et à la diminution des profits de change liés aux activités d'exploitation, partiellement contrebalancées par la diminution du profit intersectoriel éliminé. Au cours des neuf premiers mois de 2018, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 128 M\$ de ses coûts d'emprunt, en baisse comparativement à 552 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2017, ce qui s'explique par la mise en service de ses grands projets de croissance.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 574 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018, en comparaison de 35 M\$ pour les neuf premiers mois de 2017. Outre les facteurs susmentionnés liés à la trésorerie et qui ont influé sur le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation inscrits pour les neuf premiers mois de l'exercice précédent reflétaient l'incidence favorable des produits d'impôt liés au remboursement anticipé de la dette.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Sables pétrolifères	770	1 340	2 883	3 899
Exploration et production	245	189	661	631
Raffinage et commercialisation	180	159	667	385
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	11	7	48	15
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 206	1 695	4 259	4 930
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(26)	(182)	(128)	(552)
	1 180	1 513	4 131	4 378

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2018			Période de neuf mois close le 30 septembre 2018		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	411	8	419	1 454	28	1 482
<i>Activités in situ</i>	85	4	89	270	20	290
<i>Fort Hills</i>	60	27	87	159	350	509
<i>Syncrude</i>	162	—	162	497	3	500
Exploration et production	—	235	235	8	630	638
Raffinage et commercialisation	179	—	179	666	—	666
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	9	—	9	46	—	46
	906	274	1 180	3 100	1 031	4 131

1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

2) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur E&P, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et R&C.

3) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et R&C, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur E&P, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.

Pour le troisième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,180 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif), en comparaison de 1,513 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à la mise en service des grands projets de croissance de la Société, à savoir Fort Hills et Hebron, partiellement contrebalancée par la hausse des dépenses en immobilisations de maintien qui a découlé de l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés.

L'activité du troisième trimestre de 2018 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé des dépenses en immobilisations et des frais de prospection totalisant 419 M\$ au troisième trimestre de 2018. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien liées au programme de travaux de maintenance planifiés de la Société, notamment le début des travaux de révision de l'usine de valorisation 2, la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers et l'exécution d'autres travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités *in situ*

Pour le troisième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 89 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses liées aux travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Fort Hills

Pour le troisième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 87 M\$, dont une tranche de 27 M\$ représente des dépenses de croissance engagées pour amener la production aux taux cibles. Les dépenses en immobilisations de maintien ont été axées sur la mise en valeur de la mine et des installations de gestion des résidus miniers en vue de soutenir la production future.

Syncrude

Pour le troisième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Syncrude ont totalisé 162 M\$. La majeure partie de ce montant représente des dépenses en immobilisations de maintien qui ont été affectées au maintien en bon état des actifs existants, notamment des dépenses en immobilisations liées aux travaux de révision des installations de valorisation qui ont été devancés au troisième trimestre de 2018 afin de coïncider avec la remise en service qui a suivi la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre de 2018.

Exploration et production

Pour le troisième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 235 M\$ et ont porté sur les projets de croissance, notamment les travaux de forage de développement portant sur tous les actifs productifs situés au large des côtes et la poursuite des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et des projets Oda et Fenja en Norvège.

Au cours du troisième trimestre de 2018, le démarrage de la phase 2 du projet Buzzard, dans lequel la Société détient une participation directe de non-exploitant de 29,9 %, a été autorisé par Suncor et les autres coentrepreneurs du projet. Les premiers barils de pétrole sont attendus pour le début de 2021.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 179 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités, aux améliorations des activités de vente au détail, aux mises à niveau des technologies de l'information et aux travaux de maintenance planifiés qui ont été menés aux raffineries.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 9 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

Périodes de 12 mois closes les
30 septembre
2018 2017

	2018	2017
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	10,4	7,0
Compte tenu des projets majeurs en cours	9,7	5,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,3	1,6
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	8,3	5,2
Base des fonds provenant de l'exploitation ²⁾⁴⁾	14,7	10,2

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 3) Correspond à la somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 4) Correspond à la somme des fonds provenant de l'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des lignes de crédit disponibles et du produit tiré de la cession d'actifs non essentiels. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 5,2 G\$ à 5,5 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué au cours des neuf premiers mois de 2018 pour s'établir à 2,332 G\$, en comparaison de 2,672 G\$ au 31 décembre 2017, ce qui s'explique par la décision de la Société de détenir un montant moins élevé de trésorerie à la suite de la mise en service de Fort Hills et de Hebron. Le solde de trésorerie de la Société reflète l'incidence des dépenses en immobilisations et des frais de prospection, des fonds requis pour le versement des dividendes, des rachats de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») et de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018, partiellement contrebalancés par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et par l'augmentation de la dette à court terme.

Au 30 septembre 2018, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 12 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 3,709 G\$ au 30 septembre 2018, en baisse par rapport à 4,489 G\$ au 31 décembre 2017, en raison principalement de la hausse de la dette à court terme dont il est fait mention ci-dessus.

Activités de financement

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

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2018, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 26,7 % (25,6 % au 31 décembre 2017). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Dette à court terme	2 989	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	334	71
Dette à long terme	13 354	13 372
Dette totale	16 677	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 332	2 672
Dette nette	14 345	12 907
Capitaux propres	45 800	45 383
Dette totale majorée des capitaux propres	62 477	60 962
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	26,7	25,6

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2018	Période de neuf mois close le 30 septembre 2018
Dette totale à l'ouverture de la période	18 146	15 579
Diminution nette de la dette à long terme	(19)	(54)
(Diminution) augmentation de la dette à court terme	(1 230)	749
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	(220)	403
Dette totale au 30 septembre 2018	16 677	16 677
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 30 septembre 2018	2 332	2 332
Dette nette au 30 septembre 2018	14 345	14 345

La dette totale de la Société a diminué au troisième trimestre de 2018, en raison d'une baisse de la dette à court terme et de l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 juin 2018.

Au cours des neuf premiers mois de 2018, la dette totale de la Société a augmenté, en raison d'une hausse de la dette à court terme et de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2017. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution de la dette à long terme qui a découlé des paiements effectués au titre des contrats de location-financement de la Société.

Après la clôture du troisième trimestre, dans le cadre de ses mesures visant à réduire la dette, Suncor a racheté pour 83 M\$ US de ses billets de premier rang à 7,75 % échéant en 2019 (les « billets de 2019 »). Le montant total du capital des billets de 2019 en cours a été ramené à 140 M\$ US par suite du rachat.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	30 septembre 2018
Actions ordinaires	1 611 116
Options sur actions ordinaires – exerçables	15 407
Options sur actions ordinaires – non exerçables	13 561

Au 29 octobre 2018, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 604 590 320 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 28 912 484. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a été lancée au deuxième trimestre de 2018, la Société est autorisée à racheter des actions ordinaires aux fins d'annulation par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019.

Au cours du troisième trimestre de 2018, la Société a racheté et annulé 16 841 078 actions ordinaires au prix moyen de 52,77 \$ l'action, pour une contrepartie de 889 M\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 7 219 782 actions ordinaires au prix moyen de 39,19 \$ l'action, pour une contrepartie de 282 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2017	Périodes de neuf mois closes les 2018	30 septembre 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	16 841	7 220	37 700	14 441
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	52,77	39,19	50,05	40,06
Coût du rachat d'actions	889	282	1 887	578

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 2017 et présente une mise à jour ci-dessous. Suncor 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 engagements de la Société ont augmenté d'environ 540 M\$ (montant non actualisé) au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2018, en raison principalement du renouvellement d'un contrat de location d'un réservoir de pétrole, d'une entente de services de stockage de diluant et de l'ajout de matériel minier à Fort Hills et dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, notamment l'élargissement des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme la panne d'électricité survenue aux installations de Syncrude vers la fin du deuxième trimestre de 2018.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolières	651,7	547,6	571,7	621,2	628,4	413,6	590,6	620,4
Exploration et production	92,1	114,1	117,7	115,2	111,5	125,5	134,5	118,1
	743,8	661,7	689,4	736,4	739,9	539,1	725,1	738,5
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 847	10 327	8 807	8 973	7 963	7 231	7 787	7 805
Autres produits (pertes)	16	101	(57)	41	43	16	25	301
	10 863	10 428	8 750	9 014	8 006	7 247	7 812	8 106
Résultat net	1 812	972	789	1 382	1 289	435	1 352	531
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,12	0,60	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32
par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,11	0,59	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32
Résultat d'exploitation¹⁾	1 557	1 190	985	1 310	867	199	812	636
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,96	0,73	0,60	0,79	0,52	0,12	0,49	0,38
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	3 139	2 862	2 164	3 016	2 472	1 627	2 024	2 365
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,94	1,75	1,32	1,83	1,49	0,98	1,21	1,42
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 370	2 446	724	2 755	2 912	1 671	1 628	2 791
par action ordinaire – de base (en dollars)	2,70	1,50	0,44	1,67	1,75	1,00	0,98	1,68
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	9,7	8,3	6,5	6,7	5,5	4,9	3,5	0,4
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	10,4	9,5	7,8	8,6	7,0	6,2	4,4	0,5
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	195	(218)	(329)	(91)	412	278	103	(222)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,36	0,36	0,36	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	49,98	53,50	44,49	46,15	43,73	37,89	40,83	43,90
Bourse de New York (\$ US)	38,69	40,68	34,54	36,72	35,05	29,20	30,75	32,69

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	69,50	67,90	62,90	55,40	48,20	48,30	51,85	49,35
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	75,25	74,40	66,80	61,40	52,50	49,85	53,75	49,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,15	12,40	7,70	9,60	6,30	5,80	9,05	6,70
MSW à Edmonton	\$ CA/b	81,40	80,95	72,45	69,30	57,05	62,30	64,25	62,00
WCS à Hardisty	\$ US/b	47,35	48,65	38,60	43,10	38,25	37,20	37,30	35,00
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	22,15	19,25	24,30	12,30	9,95	11,10	14,55	14,35
Condensat à Edmonton	\$ US/b	66,80	68,50	63,15	57,95	47,60	48,45	52,20	48,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,20	1,20	1,75	1,70	1,45	2,80	2,70	3,10
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	54,45	56,00	34,95	22,35	24,55	19,30	22,40	21,95
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,65	20,65	15,50	19,40	22,35	16,35	12,55	14,35
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	19,05	18,30	12,85	20,20	19,25	14,40	11,15	10,55
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,40	27,90	20,35	22,10	26,80	21,25	18,45	14,95
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,85	20,25	15,55	18,25	21,45	16,80	14,00	13,15
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,77	0,79	0,79	0,80	0,74	0,76	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,76	0,78	0,80	0,80	0,77	0,75	0,74

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

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements ponctuels suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ comptabilisé par le secteur Sables pétrolifères par suite de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- Au premier trimestre de 2018, la Société a inscrit, à l'égard du secteur E&P, un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ lié à l'échange d'actifs avec Canbriam dans le cadre duquel Suncor a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2017 tient compte d'un produit d'impôt différé de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, d'un produit d'assurance après impôt de 55 M\$ lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017, d'une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette à long terme et d'un profit de 2 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt.
- Au troisième trimestre de 2017, Suncor a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt en raison de l'augmentation des taux d'intérêt à long terme. Au troisième trimestre de 2016, elle avait inscrit une perte hors trésorerie après impôt de 22 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Siège social, une perte hors trésorerie après impôt sur les swaps de taux d'intérêt et les dérivés de change de 32 M\$ en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme et des variations des taux de change.

- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, une charge après impôt de 10 M\$ découlant du remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- Au premier trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé, à l'égard du secteur R&C, un profit après impôt de 354 M\$ découlant de la vente de ses activités liées aux lubrifiants et, à l'égard de son secteur Siège social, un profit après impôt de 83 M\$ découlant de la cession de sa participation dans le projet éolien Cedar Point.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.

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 2017 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 2018.

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 2017 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2017.

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 28 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2017, à la note 11 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2017 de Suncor.

Impôt sur le résultat

Au cours du quatrième trimestre de 2017, le gouvernement des États-Unis a promulgué une baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 % en date du 1^{er} janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 124 M\$.

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a promulgué une hausse du taux d'imposition provincial des sociétés, qui est passé de 11 % à 12 %. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé une charge d'impôt différé de 18 M\$.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2018, 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 2018, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2018, 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 2018. Son communiqué de presse daté du 31 octobre 2018, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié au volume de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur R&C.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye qui est exempte de redevances, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.

- Le facteur lié 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 frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

Périodes de 12 mois closes les 30 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	2017
Ajustements du résultat net		
Résultat net	4 955	3 607
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	443	(568)
Charge d'intérêts nette	445	181
	A	5 843
Capital investi – début de la période de 12 mois		
Dette nette	13 090	14 729
Capitaux propres	45 378	43 976
	58 468	58 705
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	14 345	13 090
Capitaux propres	45 800	45 378
	60 145	58 468
Capital moyen investi	B	60 146
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	9,7
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	12 778
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	7,0

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des

charges d'alimentation destinées aux activités extracôticières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes et les variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

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

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Résultat net	796	314	217	161	939	597	(140)	217	1 812	1 289
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 077	859	240	236	171	161	16	25	1 504	1 281
Impôt sur le résultat différé	121	53	(30)	(21)	41	36	28	102	160	170
Augmentation des passifs	52	48	12	12	1	2	2	—	67	62
(Profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(216)	(441)	(216)	(441)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(5)	8	—	—	3	13	9	24	7	45
Profit à la cession d'actifs	(106)	(3)	—	—	(1)	(1)	—	—	(107)	(4)
Rémunération fondée sur des actions	6	41	2	5	6	21	24	72	38	139
Frais de prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(99)	(49)	1	(13)	(7)	(4)	(1)	—	(106)	(66)
Autres	2	5	13	(5)	(34)	2	(1)	(5)	(20)	(3)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 844	1 276	455	375	1 119	827	(279)	(6)	3 139	2 472
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie									1 231	440
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									4 370	2 912

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Résultat net	1 246	339	923	515	2 430	1 772	(1 026)	450	3 573	3 076
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	3 005	2 727	768	809	499	489	47	88	4 319	4 113
Impôt sur le résultat différé	262	(11)	(115)	(118)	90	23	43	252	280	146
Augmentation des passifs	156	146	36	33	5	5	2	—	199	184
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	402	(845)	402	(845)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	13	—	—	—	(5)	—	(39)	112	(31)	112
Profit à la cession d'actifs	(107)	(4)	(162)	—	(5)	(352)	—	(70)	(274)	(426)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	—	25	—	25
Rémunération fondée sur des actions	(6)	(37)	(2)	2	(9)	(13)	(12)	(37)	(29)	(85)
Frais de prospection	—	—	—	41	—	—	—	—	—	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(337)	(229)	(15)	(16)	(12)	(10)	(1)	—	(365)	(255)
Autres	37	27	69	28	(25)	(8)	10	(10)	91	37
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	4 269	2 958	1 502	1 294	2 968	1 906	(574)	(35)	8 165	6 123
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									(625)	88
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									7 540	6 211

Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Fonds provenant de l'exploitation	3 139	2 472	11 181	8 488
Dépenses de maintien et dividendes	(1 500)	(1 356)	(6 241)	(4 729)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 639	1 116	4 940	3 759

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et charges d'exploitation décaissées de Syncrude

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités menées à Syncrude et à Fort Hills, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Afin de déterminer le montant des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont ajustées de manière à exclure les coûts relatifs aux activités d'extraction minière et de valorisation du secteur Sables pétrolifères. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités menées à Fort Hills, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation. Pour le troisième trimestre de 2018, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 969 M\$ et comprennent un montant de 184 M\$ lié à la production *in situ* pour des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* de 8,05 \$ par baril en fonction d'une production *in situ* totale de 248 100 b/j.

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

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

répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 972	1 456	5 373	3 886
Autres produits (pertes)	1	48	(20)	86
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	—	16	(107)	43
Marge non liée au raffinage	(407)	(392)	(1 430)	(1 152)
Marge de raffinage	1 566	1 128	3 816	2 863
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	45 465	46 491	122 993	130 660
Marge de raffinage (\$/b)	34,45	24,25	31,05	21,90
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	499	467	1 457	1 418
Coûts non liés au raffinage	(272)	(258)	(806)	(765)
Charges d'exploitation de raffinage	227	209	651	653
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	45 465	46 491	122 993	130 660
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,00	4,50	5,30	5,00

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

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

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

Une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion est présentée ci-après :

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoule
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheures

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T3	Trimestre clos le 30 septembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange
CUM	Cumul depuis le début de l'exercice

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'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 », « à l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion », « priorité » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- le fait que la Société estime que l'intégration de ses activités en aval et sa position avantageuse en matière d'accès aux marchés réduisent considérablement l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du brut dans le secteur Sables pétrolifères et qu'elle dispose d'un accès suffisant aux pipelines pour acheminer tous les barils de pétrole qui sont produits à Fort Hills jusqu'aux marchés du Canada et des États-Unis;
- les énoncés concernant Fort Hills, notamment l'attente selon laquelle Fort Hills atteindra une production d'environ 90 % de la capacité nominale au quatrième trimestre de 2018, l'attente selon laquelle les charges d'exploitation décaissées annualisées de Fort Hills se situeront dans la fourchette prévisionnelle établie pour l'exercice complet et l'accent mis par la Société sur la mise en valeur et l'optimisation de la mine en vue d'assurer une production fiable et soutenue d'environ 90 % de la capacité nominale au quatrième trimestre de 2018;
- l'attente selon laquelle Suncor axera son programme de dépenses en immobilisations de 2018 sur l'amélioration de la sécurité, de la fiabilité à long terme et de l'efficacité de ses actifs d'exploitation, notamment par la réalisation de travaux de révision d'envergure, tout en assurant l'accélération efficace de la cadence de production à ses deux grands projets de croissance que sont Fort Hills et Hebron;
- l'attente selon laquelle les premiers barils de pétrole issus de la phase 2 du projet Buzzard seront produits au début de 2021;
- les énoncés concernant le programme de rachat d'actions de Suncor, la capacité de Suncor à continuer de générer des flux de trésorerie et de redistribuer de la valeur aux actionnaires;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de l'augmentation des travaux de construction de plateformes de puits;
- Les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2018, de l'ordre de 5,2 G\$ à 5,5 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 des équivalents de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de l'accès aux 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 prévisions de Suncor concernant la charge d'impôt sur le résultat pour l'exercice en cours et les hypothèses concernant le contexte commercial relatif au Brent Sullom Voe, au WTI à Cushing, au WCS à Hardisty et à la marge de craquage 3-2-1 au port de New York.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats d'exploitation de Suncor ni la capacité de production des installations visées; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre sa capacité de distribuer ses produits sur le marché; la capacité de Suncor à financer les dépenses en immobilisations de croissance et de maintien 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; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; 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; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; 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'exécution des grands projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; 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; 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 la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire nécessaires aux activités de prospection et de mise en valeur de la Société; 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; sa capacité à obtenir toute autorisation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor, et la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de cette autorisation; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; les risques liés aux 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, et dans le rapport de gestion annuel de 2017 et la notice annuelle de 2017 ainsi que 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 d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	10 847	7 963	29 981	22 981
Autres produits (note 5)	16	43	60	84
	10 863	8 006	30 041	23 065
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 902	2 875	10 805	8 348
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 644	2 250	7 876	6 766
Transport	348	238	957	755
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 504	1 281	4 319	4 113
Prospection	22	13	73	78
Profit à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	(107)	(5)	(274)	(555)
Charges financières (produits financiers) (note 7)	85	(323)	1 190	(471)
	8 398	6 329	24 946	19 034
Résultat avant impôt	2 465	1 677	5 095	4 031
Charge d'impôt sur le résultat				
Exigible	493	218	1 242	809
Différé	160	170	280	146
	653	388	1 522	955
Résultat net	1 812	1 289	3 573	3 076
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(66)	(100)	99	(206)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	93	52	212	53
Autres éléments du résultat global	27	(48)	311	(153)
Résultat global	1 839	1 241	3 884	2 923
Par action ordinaire (en dollars) (note 9)				
Résultat net – de base	1,12	0,78	2,19	1,85
Résultat net – dilué	1,11	0,78	2,18	1,84
Dividendes en trésorerie	0,36	0,32	1,08	0,96

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2018	31 décembre 2017
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 332	2 672
Créances	4 110	3 281
Stocks	3 761	3 468
Impôt sur le résultat à recouvrer	178	156
Total de l'actif courant	10 381	9 577
Immobilisations corporelles, montant net	74 160	73 493
Prospection et évaluation	2 288	2 052
Autres actifs (note 18)	1 305	1 211
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 058	3 061
Actifs d'impôt différé	174	100
Total de l'actif	91 366	89 494
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	2 989	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	334	71
Dettes et charges à payer	6 592	6 203
Tranche courante des provisions	601	722
Impôt à payer	629	425
Total du passif courant	11 145	9 557
Dette à long terme	13 354	13 372
Autres passifs non courants (notes 11 et 15)	2 261	2 412
Provisions (note 12)	6 855	7 237
Impôt sur le résultat différé	11 951	11 533
Capitaux propres	45 800	45 383
Total du passif et des capitaux propres	91 366	89 494

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	2017	2018	2017
Activités d'exploitation				
Résultat net	1 812	1 289	3 573	3 076
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 504	1 281	4 319	4 113
Charge d'impôt différé	160	170	280	146
Charge de désactualisation	67	62	199	184
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(216)	(441)	402	(845)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	7	45	(31)	112
Profit à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	(107)	(4)	(274)	(426)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 7)	—	—	—	25
Rémunération fondée sur des actions	38	139	(29)	(85)
Prospection	—	—	—	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(106)	(66)	(365)	(255)
Autres	(20)	(3)	91	37
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	1 231	440	(625)	88
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 370	2 912	7 540	6 211
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 206)	(1 695)	(4 259)	(4 930)
Acquisitions (notes 16, 17 et 18)	(14)	—	(1 205)	—
Produit de la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	48	54	52	1 531
Autres placements (note 18)	(32)	(15)	(116)	(14)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(98)	(109)	290	(72)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 302)	(1 765)	(5 238)	(3 485)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	(1 230)	98	749	925
Variation nette de la dette à long terme	(19)	(14)	(54)	(1 768)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	26	29	282	105
Rachat d'actions ordinaires (note 10)	(889)	(282)	(1 887)	(578)
Distribution liée à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	—	(4)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(582)	(531)	(1 759)	(1 598)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 696)	(700)	(2 673)	(2 914)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents				
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(23)	(42)	31	(71)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	1 983	2 352	2 672	3 016
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 332	2 757	2 332	2 757
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	88	111	501	609
Impôt sur le résultat (reçu) payé	(2)	155	662	274

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 2016	26 942	588	1 007	16 093	44 630	1 667 914
Bénéfice net	—	—	—	3 076	3 076	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(206)	—	(206)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 20 \$	—	—	—	53	53	—
Résultat global	—	—	(206)	3 129	2 923	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	134	(30)	—	—	104	2 982
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(233)	—	—	(345)	(578)	(14 441)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(53)	—	—	(91)	(144)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	41	—	—	41	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 598)	(1 598)	—
30 septembre 2017	26 790	599	801	17 188	45 378	1 656 455
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Bénéfice 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	—
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 10)	(609)	—	—	(1 278)	(1 887)	(37 700)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 10)	(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

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. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

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 2017.

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 le sommaire des méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et de l'adoption des nouvelles prises de position comptables décrites 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 significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

e) Impôt sur le résultat

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

3. ADOPTION DE NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

Incidence de l'application d'IFRS 9

En date du 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté IFRS 9 *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui remplace les multiples modèles de classement et d'évaluation des actifs financiers prévus selon IAS 39 *Instruments financiers* (« IAS 39 ») par un nouveau modèle qui ne comporte que deux catégories d'évaluation : au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net. Ce classement est déterminé lors de la comptabilisation initiale. Pour ce qui est des passifs financiers, la nouvelle norme conserve la majeure partie des exigences d'IAS 39, le principal changement survenant lorsque la Société choisit de désigner un passif financier comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Dans ce cas, la partie de la variation de la juste valeur qui

est liée au risque de crédit propre de la Société est comptabilisée en autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net. Par suite de l'adoption d'IFRS 9, les actifs financiers de la Société qui étaient classés dans les prêts et créances au 31 décembre 2017 ont été reclassés dans les actifs financiers au coût amorti; toutefois, il n'y a aucune incidence sur l'évaluation de ces actifs financiers. Le classement des passifs financiers de la Société n'a pas changé. Les indications concernant le classement et l'évaluation ont été adoptées de façon rétrospective conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9.

La Société a également adopté les nouvelles indications d'IFRS 9 sur la comptabilité de couverture, qui remplacent les tests d'efficacité quantitatifs rigoureux par des évaluations moins restrictives pour déterminer l'efficacité d'un instrument de couverture à remplir les objectifs de la Société en matière de gestion de son exposition aux risques financiers et non financiers. IFRS 9 permet aussi à la Société de couvrir des composantes de risque d'éléments non financiers qui possèdent certaines caractéristiques mesurables ou identifiables. À l'heure actuelle, la Société n'applique la comptabilité de couverture à aucun de ses instruments dérivés.

Après l'adoption d'IFRS 9, les méthodes comptables de la Société sont quasiment identiques à celles qui étaient appliquées au 31 décembre 2017 et il n'y a aucune incidence sur le résultat net, à l'exception du changement de catégorie d'actifs financiers susmentionné.

Incidence de l'application d'IFRS 15

Le 1^{er} janvier 2018, la Société a adopté, selon la méthode rétrospective, la norme IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* (« IFRS 15 »), qui établit des lignes directrices sur la comptabilisation des produits des activités ordinaires.

IFRS 15 remplace IAS 18 *Produits des activités ordinaires* et présente un nouveau modèle unique pour la comptabilisation des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients. Le modèle présente une analyse des transactions, en cinq étapes, pour déterminer la nature de l'obligation de la prestation de l'entité ainsi que le montant, le cas échéant, des produits des activités ordinaires et le moment auquel ils sont comptabilisés.

Selon IFRS 15, les produits des activités ordinaires tirés de la vente de marchandises et les autres produits d'exploitation obtenus par la Société représentent des ententes contractuelles avec des clients. La Société comptabilise des produits des activités ordinaires lorsque le titre de propriété du produit est transféré à l'acheteur et que le recouvrement est raisonnablement assuré conformément aux modalités contractuelles stipulées. Tous les produits d'exploitation sont généralement gagnés à un moment précis et ils sont fondés sur la contrepartie que la Société s'attend à recevoir pour le transfert des marchandises aux clients.

La Société a passé en revue ses sources de produits des activités ordinaires et ses principaux contrats avec des clients selon les directives d'IFRS 15, et a établi qu'il n'y a pas de changement important du moment de la comptabilisation et de l'évaluation des produits des activités ordinaires de la Société pour la période de présentation de l'information financière, par rapport aux dispositions de la norme antérieure. Conformément à la nouvelle norme, la Société a évalué si elle agissait pour son propre compte ou comme mandataire; cette évaluation s'est traduite par une diminution des produits des activités ordinaires et une diminution correspondante des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, ainsi que par une diminution des frais de transport, ce qui n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé de la Société.

Ajustements de l'état consolidé du résultat global

(diminution, en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2017	Période de neuf mois close le 30 septembre 2017
	IFRS 15	
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	(23)	(70)
Charges		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(14)	(44)
Transport	(9)	(26)
Résultat net	—	—
Résultat global	—	—

b) Mise à jour sur les prises de position récentes en comptabilité

Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace la norme IAS 17 *Contrats de location* (« IAS17 ») existante et qui exige la comptabilisation des contrats de location dans l'état de la situation financière, prévoyant toutefois des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi que pour les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple.

La Société adoptera la norme le 1^{er} janvier 2019, soit la date de son entrée en vigueur, et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. La Société a également choisi de se prévaloir des exemptions facultatives relatives aux contrats de location à court terme et aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. IFRS 16 aura une incidence sur les composantes suivantes des états financiers consolidés de la Société.

États consolidés de la situation financière : IFRS 16 exige de comptabiliser les obligations locatives et les actifs au titre du droit d'utilisation, et ce, pour tous les contrats de location, sauf si l'entité applique les exemptions facultatives visant les contrats de location à court terme et les contrats dont le bien sous-jacent est de faible valeur. La Société comptabilisera l'obligation locative à la valeur actualisée des paiements de loyers qui n'ont pas encore été versés, en utilisant comme taux d'actualisation le taux d'emprunt marginal de la Société au moment de l'adoption de la nouvelle norme. Au moment de la transition, la Société évaluera les actifs au titre du droit d'utilisation au montant de l'obligation locative ajusté du montant des loyers payés d'avance ou des contrats déficitaires comptabilisés dans les états financiers consolidés au 31 décembre 2018.

La Société poursuit l'implantation d'une solution informatique, notamment le téléchargement des données relatives aux contrats de location identifiés comme tels dans son système. Le processus de catégorisation et d'examen des contrats se déroule conformément au calendrier. De nouveaux processus d'affaires et contrôles internes ont été conçus et sont mis en place. La formation et les communications à l'interne se poursuivent pour favoriser la gestion des changements liés à l'adoption de la nouvelle norme.

La Société estime qu'elle comptabilisera un montant supplémentaire de 1,7 G\$ à 1,8 G\$ relativement aux obligations locatives et aux actifs au titre du droit d'utilisation au 1^{er} janvier 2019. La différence entre le montant des actifs et le montant des obligations sera liée aux loyers payés d'avance ou aux contrats déficitaires, le cas échéant, et sera comptabilisée comme un ajustement des actifs au titre du droit d'utilisation, et tout avantage incitatif à la location sera comptabilisé comme un ajustement des résultats non distribués.

États consolidés du résultat global : L'adoption d'IFRS 16 donnera lieu à une augmentation de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, attribuable à la comptabilisation des actifs au titre du droit d'utilisation; à une augmentation des charges financières attribuable à la désactualisation des obligations locatives; ainsi qu'à une diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, des achats de pétrole brut et de produits ainsi que des frais de

transport. Selon les contrats de location prévus au 1^{er} janvier 2019, cette norme n'aura pas d'incidence significative sur le résultat net consolidé.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie : En raison du changement dans la présentation des charges locatives antérieures aux termes de contrats de location simple, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation augmenteront du fait de la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, des achats de pétrole brut et de produits ainsi que des frais de transport, augmentation qui sera partiellement contrebalancée par la hausse des charges financières accrues, lesquelles représentent une activité d'exploitation pour la Société. Les flux de trésorerie liés aux activités de financement diminueront du fait de l'ajout des paiements de principal au titre des contrats de location simple antérieurs. L'incidence globale sur les flux de trésorerie de la Société ne changera pas.

L'incidence de l'adoption d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 décrite ci-dessus pourrait changer en fonction des résultats de son évaluation qui se poursuivra en 2018, des variations du taux d'emprunt marginal et du taux de change et des nouveaux contrats de location conclus avant la date de mise en œuvre.

4. INFORMATION SECTORIELLE

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

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

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
	(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 498	2 354	949	766	6 722	5 046	4	11	11 173	8 177
Produits intersectoriels	1 317	914	—	—	15	30	(1 332)	(944)	—	—
Moins les redevances	(161)	(82)	(165)	(132)	—	—	—	—	(326)	(214)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 654	3 186	784	634	6 737	5 076	(1 328)	(933)	10 847	7 963
Autres (pertes) produits	(6)	(6)	(14)	1	1	48	35	—	16	43
	4 648	3 180	770	635	6 738	5 124	(1 293)	(933)	10 863	8 006
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	378	135	1	—	4 765	3 620	(1 242)	(880)	3 902	2 875
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 854	1 513	125	109	499	467	166	161	2 644	2 250
Transport	308	199	20	21	34	26	(14)	(8)	348	238
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 077	859	240	236	171	161	16	25	1 504	1 281
Prospection	3	3	19	10	—	—	—	—	22	13
Profit à la cession d'actifs	(106)	(3)	—	—	(1)	(2)	—	—	(107)	(5)
Charges financières (produits financiers)	62	40	17	—	(2)	2	8	(365)	85	(323)
	3 576	2 746	422	376	5 466	4 274	(1 066)	(1 067)	8 398	6 329
Bénéfice (perte) avant impôt	1 072	434	348	259	1 272	850	(227)	134	2 465	1 677
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	155	67	161	119	292	217	(115)	(185)	493	218
Différé	121	53	(30)	(21)	41	36	28	102	160	170
	276	120	131	98	333	253	(87)	(83)	653	388
Bénéfice (perte) net	796	314	217	161	939	597	(140)	217	1 812	1 289
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	770	1 340	245	189	180	159	11	7	1 206	1 695

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
	(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	9 671	6 664	3 098	2 538	18 037	14 287	19	48	30 825	23 537
Produits intersectoriels	2 923	2 462	—	—	36	55	(2 959)	(2 517)	—	—
Moins les redevances	(331)	(180)	(513)	(376)	—	—	—	—	(844)	(556)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 263	8 946	2 585	2 162	18 073	14 342	(2 940)	(2 469)	29 981	22 981
Autres produits (pertes)	8	25	(68)	(22)	(20)	86	140	(5)	60	84
	12 271	8 971	2 517	2 140	18 053	14 428	(2 800)	(2 474)	30 041	23 065
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 048	390	1	—	12 700	10 456	(2 944)	(2 498)	10 805	8 348
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	5 574	4 641	348	321	1 457	1 418	497	386	7 876	6 766
Transport	825	626	66	66	96	81	(30)	(18)	957	755
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	3 005	2 727	768	809	499	489	47	88	4 319	4 113
Prospection	30	9	43	69	—	—	—	—	73	78
Profit à la cession d'actifs	(107)	(4)	(162)	—	(5)	(454)	—	(97)	(274)	(555)
Charges financières (produits financiers)	218	125	29	22	9	12	934	(630)	1 190	(471)
	10 593	8 514	1 093	1 287	14 756	12 002	(1 496)	(2 769)	24 946	19 034
Bénéfice (perte) avant impôt	1 678	457	1 424	853	3 297	2 426	(1 304)	295	5 095	4 031
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	170	129	616	456	777	631	(321)	(407)	1 242	809
Différé	262	(11)	(115)	(118)	90	23	43	252	280	146
	432	118	501	338	867	654	(278)	(155)	1 522	955
Bénéfice (perte) net	1 246	339	923	515	2 430	1 772	(1 026)	450	3 573	3 076
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	2 883	3 899	661	631	667	385	48	15	4 259	4 930

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

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

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	2018			2017		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	3 554	—	3 554	2 725	—	2 725
Bitume	1 261	—	1 261	543	—	543
	4 815	—	4 815	3 268	—	3 268
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	488	458	946	263	498	761
Gaz naturel	—	3	3	1	4	5
	488	461	949	264	502	766
Raffinage et commercialisation						
Essence	3 120	—	3 120	2 429	—	2 429
Distillat	2 696	—	2 696	1 956	—	1 956
Autres	921	—	921	691	—	691
	6 737	—	6 737	5 076	—	5 076
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations						
	(1 328)	—	(1 328)	(933)	—	(933)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients	10 712	461	11 173	7 675	502	8 177

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	2018			2017		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	9 423	—	9 423	7 806	—	7 806
Bitume	3 171	—	3 171	1 320	—	1 320
	12 594	—	12 594	9 126	—	9 126
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 454	1 631	3 085	998	1 517	2 515
Gaz naturel	3	10	13	9	14	23
	1 457	1 641	3 098	1 007	1 531	2 538
Raffinage et commercialisation						
Essence	8 428	—	8 428	6 632	—	6 632
Distillat	7 220	—	7 220	5 524	—	5 524
Autres	2 425	—	2 425	2 186	—	2 186
	18 073	—	18 073	14 342	—	14 342
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations						
	(2 940)	—	(2 940)	(2 469)	—	(2 469)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients						
	29 184	1 641	30 825	22 006	1 531	23 537

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2018	2017	2018	2017
Activités de négociation de l'énergie				
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net pour la période	70	(38)	91	(18)
Diminution de la valeur des stocks	(30)	(3)	(11)	(46)
Activités de gestion des risques ¹⁾	(21)	(2)	(90)	32
Produit financier et produit d'intérêts	9	86	48	140
Variation de la valeur des engagements relatifs aux pipelines et autres	(12)	—	22	(24)
	16	43	60	84

1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée pour tous les régimes au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	8	38	41
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	36	132	277	224
	44	140	315	265

7. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Intérêts sur la dette	230	218	673	704
Intérêts incorporés à l'actif	(26)	(182)	(128)	(552)
Charge d'intérêts	204	36	545	152
Intérêts sur le passif au titre du partenariat (note 15)	14	—	42	—
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	14	43	44
Charge de désactualisation	67	62	199	184
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(216)	(441)	402	(845)
Écarts de change et autres	2	6	(41)	(31)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	87
Profit réalisé sur les couvertures de change	—	—	—	(62)
	85	(323)	1 190	(471)

Au cours du deuxième trimestre de 2017, la Société a remboursé par anticipation ses billets à long terme de 1,250 G\$ US (valeur comptable de 1,700 G\$) dont l'échéance initiale était le 1^{er} juin 2018, pour un montant de 1,344 G\$ US (1,830 G\$), dont 31 M\$ US (42 M\$) en intérêts cumulés. Conjointement avec le remboursement anticipé des billets, la Société a réalisé des profits de 62 M\$ sur des couvertures de change, ce qui a donné lieu à une perte globale sur extinction de dette de 25 M\$ (10 M\$ après impôt).

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement des États-Unis a adopté une baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés, de 35 % à 21 %, entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé un produit d'impôt différé de 124 M\$ au quatrième trimestre de 2017.

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement de la Colombie-Britannique a adopté une hausse du taux d'imposition provincial des sociétés, de 11 % à 12 %. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé une charge d'impôt différé de 18 M\$.

9. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Résultat net	1 812	1 289	3 573	3 076
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	—	—	(1)
Résultat net – dilué	1 812	1 289	3 573	3 075
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 620	1 659	1 631	1 665
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	8	3	7	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 628	1 662	1 638	1 669
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	1,12	0,78	2,19	1,85
Résultat dilué par action	1,11	0,78	2,18	1,84

1) Les attributions comportant une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes d'attribution réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif pour la période. Il a été déterminé que la comptabilisation de ces attributions comme des paiements réglés en actions avait un effet dilutif pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2017.

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

Le 26 avril 2017, la Société a annoncé son intention de procéder à une offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2017 ») afin de racheter des actions par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (« TSX »), de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2017, la Société a été autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,0 G\$ entre le 2 mai 2017 et le 1^{er} mai 2018.

Le 1^{er} mai 2018, la Société a annoncé son intention de renouveler son offre publique de rachat de 2017 dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2018 ») pour continuer à racheter des actions par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2018, la Société peut racheter une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,15 G\$ entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019.

Au cours du troisième trimestre de 2018, la Société a racheté 16,8 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2018 au prix moyen de 52,77 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 889 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2018	30 septembre 2017	2018	30 septembre 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	16 841	7 220	37 700	14 441
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	272	116	609	233
Résultats non distribués	617	166	1 278	345
Coût des rachats d'actions	889	282	1 887	578

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

(en millions de dollars)	30 septembre	31 décembre
	2018	2017
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	135	97
Résultats non distribués	283	180
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	418	277

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Le tableau suivant présente les dérivés non désignés de négociation de l'énergie et de gestion des risques de la Société, tous évalués à la juste valeur au 30 septembre 2018.

(en millions de dollars)	Négociation de l'énergie	Gestion des risques	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2017	(85)	(20)	(105)
Règlements en trésorerie – montant (reçu) payé au cours de l'exercice	(41)	81	40
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net pour l'exercice (note 5)	91	(90)	1
Juste valeur des contrats en cours au 30 septembre 2018	(35)	(29)	(64)

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 30 septembre 2018, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	27	134	—	161
Dettes	(78)	(147)	—	(225)
	(51)	(13)	—	(64)

Au cours du troisième trimestre de 2018, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs ni aucun transfert vers ou depuis le niveau 3.

De temps à autre, la Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 30 septembre 2018, la Société n'avait aucun swap différé de taux d'intérêt en cours.

De temps à autre, la Société a aussi recours à des contrats de change à terme pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux de change sur les émissions ou remboursements futurs de titres d'emprunt. Au 30 septembre 2018, la Société n'avait aucun contrat de change à terme en cours.

Instruments financiers non dérivés

Au 30 septembre 2018, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,4 G\$ (12,1 G\$ au 31 décembre 2017) et sa juste valeur, à 14,0 G\$ (14,7 G\$ au 31 décembre 2017). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

Suncor a conclu un partenariat avec la Première Nation de Fort McKay (« FMFN ») et la Première Nation crie Mikisew (« MCFN ») en 2017, aux termes duquel FMFN et MCFN ont acquis une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Le passif au titre du partenariat est comptabilisé au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 30 septembre 2018, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 479 M\$ (483 M\$ au 31 décembre 2017), les intérêts sur le passif au titre du partenariat contrebalançant en partie les distributions de la période.

12. PROVISIONS

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 437 M\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018. La diminution tient essentiellement à une hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui est passé à 4,00 % (3,70 % au 31 décembre 2017), et à la cession des propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique, facteurs en partie neutralisés par l'acquisition de la participation de 5 % de Mocal Energy Limited dans Sycrude.

13. VENTE DES ACTIVITÉS LIÉES AUX LUBRIFIANTS

Le 1^{er} février 2017, la Société a conclu la vente déjà annoncée de ses activités liées aux lubrifiants pour un produit de 1,1 G\$, avant les ajustements liés à la clôture et d'autres coûts liés à la clôture. Cette vente a donné lieu à un profit après impôt de 354 M\$, montant qui comprend une charge d'impôt exigible de 101 M\$ et un produit d'impôt différé de 11 M\$, comptabilisé dans le secteur Raffinage et commercialisation.

14. VENTE DE CEDAR POINT

La Société a vendu sa participation dans le parc éolien de Cedar Point situé dans le sud-ouest de l'Ontario pour un produit de 291 M\$, avant les ajustements liés à la clôture et d'autres coûts liés à la clôture, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2017. La cession a donné lieu à un profit après impôt de 83 M\$, y compris une charge d'impôt exigible de 29 M\$ et un produit d'impôt différé de 15 M\$, comptabilisé dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

15. PARTENARIAT DANS LE PROJET D'AGRANDISSEMENT DU PARC DE STOCKAGE EST

Le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est consiste en des installations de stockage, de mélange et de refroidissement du bitume ainsi que de raccordement aux pipelines de tiers, et il a été mis en service le 14 juillet 2017. Le transport des produits issus de l'entreprise commune Fort Hills sur le marché est exclusivement assuré par ce projet. Le 22 novembre 2017, la Société a conclu la cession déjà annoncée d'une participation directe de 49 % dans le Parc de

stockage Est à la FMFN et à la MCFN pour un produit brut de 503 M\$. Suncor a conservé une participation directe de 51 % et demeure l'exploitant des actifs. Les actifs sont détenus par une société en commandite nouvellement créée, qui a une obligation non discrétionnaire de distribuer aux partenaires le montant en trésorerie résiduel mensuel variable du Parc de stockage Est. Par conséquent, la Société a comptabilisé un passif dans les autres passifs non courants pour refléter la participation de 49 % ne donnant pas le contrôle des tiers. Ainsi, la Société continuera de consolider la totalité des résultats de la société en commandite.

16. FORT HILLS

Le 21 décembre 2017, les partenaires dans le projet Fort Hills ont réglé leur litige commercial et conclu une entente par laquelle Suncor a acquis une participation supplémentaire de 2,26 % dans le projet Fort Hills, pour une contrepartie de 308 M\$. Teck Resources Limited (« Teck ») a également acquis une participation supplémentaire de 0,89 % dans le projet par suite de l'entente.

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 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 %.

17. 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\$. 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 provisoire 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. Les estimations pourraient devoir être ajustées.

(en millions de dollars)

Créances	2
Stocks	15
Immobilisations corporelles	998
Prospection et évaluation	163
Total des actifs acquis	1 178
Dettes 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 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 bénéfice 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.

18. AUTRES TRANSACTIONS

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 de 9,2 M\$ au poste « Créances ». La transaction s'est traduite par un profit de 83 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères.

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

Le 23 mars 2018, Suncor a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production connexe, et une contrepartie de 52 M\$ contre une participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (société gazière privée). La participation a été comptabilisée à 277 M\$ selon la méthode de la mise en équivalence. Par suite du transfert d'actifs, Suncor a comptabilisé un profit de 162 M\$ dans le secteur Exploration et production, après déduction d'une tranche du profit de la valeur de la participation.

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. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 sept. 2018	31 déc. 2017	
Produits des activités ordinaires et autres produits^{A)}	10 863	10 428	8 750	9 014	8 006	30 041	23 065	32 079
Résultat net								
Sables pétrolifères	796	368	82	670	314	1 246	339	1 009
Exploration et production	217	311	395	217	161	923	515	732
Raffinage et commercialisation	939	685	806	886	597	2 430	1 772	2 658
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(140)	(392)	(494)	(391)	217	(1 026)	450	59
	1 812	972	789	1 382	1 289	3 573	3 076	4 458
Résultat d'exploitation^{B)}								
Sables pétrolifères	736	368	82	615	314	1 186	339	954
Exploration et production	217	311	262	231	161	790	515	746
Raffinage et commercialisation	939	685	806	746	597	2 430	1 418	2 164
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(335)	(174)	(165)	(282)	(205)	(674)	(394)	(676)
	1 557	1 190	985	1 310	867	3 732	1 878	3 188
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{B)}								
Sables pétrolifères	1 844	1 446	979	1 780	1 276	4 269	2 958	4 738
Exploration et production	455	545	502	431	375	1 502	1 294	1 725
Raffinage et commercialisation	1 119	884	965	935	827	2 968	1 906	2 841
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(279)	(13)	(282)	(130)	(6)	(574)	(35)	(165)
	3 139	2 862	2 164	3 016	2 472	8 165	6 123	9 139
Par action ordinaire								
Résultat net – de base	1,12	0,60	0,48	0,84	0,78	2,19	1,85	2,68
Résultat net – dilué	1,11	0,59	0,48	0,84	0,78	2,18	1,84	2,68
Résultat d'exploitation – de base ^{B)}	0,96	0,73	0,60	0,79	0,52	2,29	1,11	1,92
Dividendes en trésorerie – de base	0,36	0,36	0,36	0,32	0,32	1,08	0,96	1,28
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{B)}	1,94	1,75	1,32	1,83	1,49	5,01	3,68	5,50

	Périodes de 12 mois closes les				
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017
Rendement du capital investi^{B)}					
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	10,4	9,5	7,8	8,6	7,0
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	9,7	8,3	6,5	6,7	5,5

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15, voir la note 3 des états financiers.

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)

	30 sept. 2018	Trimestres clos les			30 sept. 2017	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2017
		30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017		30 sept. 2018	30 sept. 2017	
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	651,7	547,6	571,7	621,2	628,4	591,0	544,3	563,7
Activités du secteur Sables pétrolifères								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	330,1	237,9	279,4	324,9	324,4	282,7	315,3	317,7
Bitume non valorisé	146,0	121,0	125,4	121,9	144,9	130,9	108,2	111,7
Production du secteur Sables pétrolifères	476,1	358,9	404,8	446,8	469,3	413,6	423,5	429,4
Production de bitume (kb/j)								
Production minière	323,4	195,4	241,6	296,7	328,1	252,2	308,3	305,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	211,0	201,9	205,8	208,5	203,6	206,2	172,5	181,5
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	37,1	34,4	35,1	28,3	30,8	35,6	32,1	31,1
Total de la production de bitume	571,5	431,7	482,5	533,5	562,5	494,0	512,9	518,0
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	129,5	59,6	84,2	95,5	105,9	91,3	111,7	107,9
Diesel	34,7	32,4	20,4	21,1	30,4	29,2	30,1	27,5
Brut léger sulfureux	162,8	159,0	178,2	214,4	183,2	166,6	173,2	183,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	327,0	251,0	282,8	331,0	319,5	287,1	315,0	319,0
Bitume non valorisé	131,4	113,7	118,2	130,7	120,3	121,2	103,8	110,6
Ventes	458,4	364,7	401,0	461,7	439,8	408,3	418,8	429,6
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	21,05	27,45	25,05	22,55	20,40	24,20	21,75	21,95
Gaz naturel	0,95	1,20	1,80	1,65	1,20	1,30	1,90	1,85
	22,00	28,65	26,85	24,20	21,60	25,50	23,65	23,80
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières^{1)B)C)} (\$/b)								
Charges décaissées	20,35	32,15	26,50	22,70	19,15	25,35	19,10	20,00
Gaz naturel	0,15	0,30	0,65	0,45	0,25	0,35	0,45	0,45
	20,50	32,45	27,15	23,15	19,40	25,70	19,55	20,45
Charges d'exploitation décaissées liées aux activités <i>in situ</i>^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	6,20	6,10	6,55	6,20	6,75	6,30	7,80	7,35
Gaz naturel	1,85	1,80	3,00	2,65	2,20	2,20	3,30	3,15
	8,05	7,90	9,55	8,85	8,95	8,50	11,10	10,50

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.

C) Les charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières ont été retraitées.

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. 2018	Trimestres clos les			30 sept. 2017	Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2017
		30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017		30 sept. 2018	30 sept. 2017	
Sables pétrolifères								
Fort Hills								
Production de bitume (kb/j)	69,4	70,9	29,8	—	—	56,9	—	—
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	(5,2)	—	—	(1,7)	—	—
Total du bitume de Fort Hills	69,4	70,9	24,6	—	—	55,2	—	—
Ventes de bitume (kb/j)	61,6	64,0	8,1	—	—	44,8	—	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	32,55	27,60	50,45	—	—	33,60	—	—
Gaz naturel	0,90	0,95	3,20	—	—	1,30	—	—
	33,45	28,55	53,65	—	—	34,90	—	—
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	106,2	117,8	142,3	174,4	159,1	122,2	120,8	134,3
Production de bitume (kb/j)	130,9	142,7	173,3	207,5	193,7	148,8	148,8	163,6
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	107,2	119,9	138,2	177,1	157,1	121,7	118,1	132,9
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	62,80	53,80	49,25	31,75	34,00	55,00	47,70	42,50
Gaz naturel	1,05	2,45	1,50	1,05	1,00	1,25	1,80	1,55
	63,85	56,25	50,75	32,80	35,00	56,25	49,50	44,05

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 (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétroliers ^{A)B)D)}	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 sept. 2018	30 sept. 2017	31 déc. 2017
Bitume (\$/b)								
Prix moyen obtenu	42,03	47,08	33,55	42,80	38,57	40,88	36,42	38,32
Redevances	(3,20)	(3,27)	(0,90)	(1,02)	(0,50)	(2,47)	(0,57)	(0,71)
Frais de transport	(5,41)	(4,24)	(5,98)	(3,06)	(3,78)	(5,23)	(5,61)	(4,85)
Charges d'exploitation nettes	(7,01)	(7,37)	(8,75)	(7,61)	(8,26)	(7,68)	(10,43)	(9,59)
Revenus d'exploitation nets	26,41	32,20	17,92	31,11	26,03	25,50	19,81	23,17
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)								
Prix moyen obtenu	86,71	85,06	74,65	70,55	59,76	82,32	63,42	65,28
Redevances	(2,70)	(2,60)	(0,56)	(1,14)	(1,03)	(1,98)	(0,93)	(0,98)
Frais de transport	(3,76)	(5,06)	(4,14)	(3,87)	(3,65)	(4,26)	(3,78)	(3,81)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(20,49)	(27,52)	(25,33)	(21,70)	(20,29)	(24,14)	(22,22)	(21,08)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(5,03)	(8,13)	(6,05)	(4,90)	(4,65)	(6,26)	(3,65)	(4,97)
Revenus d'exploitation nets	54,73	41,75	38,57	38,94	30,14	45,68	32,84	34,44
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétroliers (\$/b)								
Prix moyen obtenu	73,90	73,21	62,54	62,69	53,96	70,02	56,73	58,34
Redevances	(2,84)	(2,81)	(0,66)	(1,11)	(0,89)	(2,13)	(0,84)	(0,91)
Frais de transport	(4,23)	(4,80)	(4,68)	(3,64)	(3,68)	(4,55)	(4,24)	(4,08)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(20,21)	(26,83)	(24,71)	(21,23)	(20,38)	(23,66)	(22,03)	(21,82)
Revenus d'exploitation nets	46,62	38,77	32,49	36,71	29,01	39,68	29,62	31,53
Fort Hills (\$/b)								
Prix moyen obtenu	64,33	60,81	40,58	—	—	61,24	—	—
Redevances	(3,07)	(0,73)	(1,54)	—	—	(1,86)	—	—
Frais de transport	(10,90)	(8,95)	(8,10)	—	—	(9,80)	—	—
Charges d'exploitation nettes – bitume	(30,69)	(22,73)	(106,07)	—	—	(31,39)	—	—
Revenus d'exploitation nets	19,67	28,40	(75,13)	—	—	18,19	—	—
Syncrude (\$/b)								
Prix moyen obtenu	89,50	86,73	77,33	73,64	60,68	83,69	63,16	66,59
Redevances	(2,49)	(2,41)	(1,57)	(7,94)	(3,18)	(2,11)	(2,56)	(4,32)
Frais de transport	(0,70)	(0,57)	(0,48)	(0,36)	(0,38)	(0,57)	(0,62)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(62,61)	(52,27)	(45,30)	(28,81)	(31,48)	(52,51)	(44,65)	(39,46)
Revenus d'exploitation nets	23,70	31,48	29,98	36,53	25,64	28,50	15,33	22,27

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15 (voir la note 3 des états financiers) ainsi que pour retirer l'incidence des activités de gestion des risques. De plus, les charges d'exploitation de 2018 de Fort Hills et Synchrude ont été retraitées.

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.

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 sept. 2018	31 déc. 2017	
Exploration et production								
Total des volumes de ventes (kbep/j)	96,5	110,2	121,9	104,8	112,6	109,4	126,5	120,8
Production totale (kbep/j)	92,1	114,1	117,7	115,2	111,5	107,9	123,8	121,6
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	8,6	13,6	15,4	14,6	5,8	12,5	10,5	11,5
Hibernia (kb/j)	17,9	25,5	26,1	27,1	26,6	23,2	28,9	28,5
White Rose (kb/j)	8,0	6,0	8,8	10,6	9,0	7,6	11,7	11,4
Hebron (kb/j)	14,4	13,5	8,2	1,8	—	12,1	—	0,4
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	—	—	2,0	1,4	1,5	0,7	2,0	1,9
	48,9	58,6	60,5	55,5	42,9	56,1	53,1	53,7
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	29,6	39,4	40,4	36,6	44,3	36,4	46,2	43,8
Golden Eagle (kbep/j)	12,0	12,6	14,3	17,9	20,5	12,9	20,3	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	41,6	52,0	54,7	54,5	64,8	49,3	66,5	63,4
Libye (kb/j) ³⁾	1,6	3,5	2,5	5,2	3,8	2,5	4,2	4,5
	43,2	55,5	57,2	59,7	68,6	51,8	70,7	67,9
Revenus nets^{B)D)}								
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	99,50	97,30	84,63	81,49	67,23	93,39	67,81	71,06
Redevances	(18,75)	(13,02)	(14,34)	(13,21)	(13,01)	(15,31)	(14,47)	(14,26)
Frais de transport	(2,28)	(2,24)	(1,84)	(2,27)	(2,13)	(2,11)	(1,79)	(1,90)
Charges d'exploitation	(16,06)	(11,21)	(9,70)	(11,16)	(14,72)	(12,19)	(11,20)	(11,24)
Revenus d'exploitation nets	62,41	70,83	58,75	54,85	37,37	63,78	40,35	43,66
Royaume-Uni (\$/bep)								
Prix moyen obtenu	94,28	93,88	83,22	76,46	62,99	90,10	64,71	67,25
Frais de transport	(2,22)	(2,20)	(2,14)	(1,80)	(1,77)	(2,19)	(1,82)	(1,81)
Charges d'exploitation	(6,04)	(5,39)	(5,36)	(5,89)	(4,51)	(5,57)	(4,27)	(4,62)
Revenus d'exploitation nets	86,02	86,29	75,72	68,77	56,71	82,34	58,62	60,82

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.

D) 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. 2018	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
		30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 sept. 2018	30 sept. 2017	31 déc. 2017
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	565,5	500,0	512,9	526,8	564,5	526,3	531,7	530,5
Pétrole brut traité (kb/j)	457,2	344,1	453,5	432,4	466,8	418,3	444,2	441,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	99	74	98	94	101	91	96	96
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)E)}	34,45	27,40	30,25	28,75	24,25	31,05	21,90	23,65
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,00	6,25	4,90	5,25	4,50	5,30	5,00	5,05
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	122,0	117,8	113,6	121,1	121,2	117,8	116,3	117,5
Distillat	96,7	93,4	81,8	89,2	92,6	94,3	85,9	86,8
Total des ventes de carburants de transport	218,7	211,2	195,4	210,3	213,8	212,1	202,2	204,3
Produits pétrochimiques	9,0	11,8	14,1	10,5	10,6	11,6	12,8	12,2
Asphalte	20,5	13,3	13,1	15,8	20,6	15,6	17,1	16,8
Autres	26,5	25,9	36,6	31,4	32,4	26,0	34,1	33,4
Total des ventes de produits raffinés	274,7	262,2	259,2	268,0	277,4	265,3	266,2	266,7
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	211,6	182,0	217,8	188,7	213,9	203,8	212,3	206,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	82	98	85	96	92	96	93
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	139,0	124,2	120,1	125,7	136,4	127,9	125,3	125,4
Distillat	121,0	88,3	109,9	111,7	119,9	107,0	112,8	112,5
Total des ventes de carburants de transport	260,0	212,5	230,0	237,4	256,3	234,9	238,1	237,9
Asphalte	16,1	14,3	11,3	9,3	16,0	13,9	13,3	12,3
Autres	14,7	11,0	12,4	12,1	14,8	12,2	14,1	13,6
Total des ventes de produits raffinés	290,8	237,8	253,7	258,8	287,1	261,0	265,5	263,8
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	245,6	162,1	235,7	243,7	252,9	214,5	231,9	234,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	102	68	98	102	105	89	97	98

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.

E) Les marges de raffinage sont présentées selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »), une mesure hors PCGR, et ont été retraitées pour retirer l'incidence de l'activité de gestion des risques.

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^{A)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 produits (pertes)	—	(8)	(8)	(2)	4	—	(6)
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)	29	(1 854)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	35	145	180	40	24		
Charges d'exploitation nettes	(84)	(770)	(854)	(174)	(611)		
Marge brute	320	1 646	1 966	112	232		
Volumes de ventes (kb)	12 092	30 080	42 172	5 664	9 769		
Revenus d'exploitation nets par baril	26,41	54,73	46,62	19,67	23,70		

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	703	2 020	2 723	558	938	(39)	4 180
Autres produits (pertes)	2	(11)	(9)	(10)	36	—	17
Achats de pétrole brut et de produits	(204)	(13)	(217)	(177)	(8)	2	(400)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(54)	(68)	(16)	(36)		
Montant brut réalisé	487	1 942	2 429	355	930		
Redevances	(34)	(60)	(94)	(4)	(26)	—	(124)
Frais de transport	(44)	(148)	(192)	(87)	(12)	—	(291)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	33	33	34	6		
Frais de transport nets	(44)	(115)	(159)	(53)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(113)	(981)	(1 094)	(184)	(608)	38	(1 848)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	37	166	203	51	48		
Charges d'exploitation nettes	(76)	(815)	(891)	(133)	(560)		
Marge brute	333	952	1 285	165	338		
Volumes de ventes (kb)	10 351	22 838	33 189	5 828	10 718		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,20	41,75	38,77	28,40	31,48		

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15 (voir la note 3 des états financiers) ainsi que pour retirer l'incidence des activités de gestion des risques. De plus, les charges d'exploitation de 2018 de Fort Hills et Syncrude ont été retraitées.

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^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	572	1 960	2 532	77	1 003	(13)	3 599
Autres (pertes) produits	(4)	—	(4)	(2)	3	—	(3)
Achats de pétrole brut et de produits	(211)	(35)	(246)	(17)	(16)	9	(270)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	—	(25)	(25)	(28)	—		
Montant brut réalisé	357	1 900	2 257	30	990		
Redevances	(10)	(14)	(24)	(2)	(20)	—	(46)
Frais de transport	(64)	(126)	(190)	(26)	(10)	—	(226)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	21	21	20	4		
Frais de transport nets	(64)	(105)	(169)	(6)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(945)	(1 072)	(143)	(661)	4	(1 872)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	34	146	180	66	81		
Charges d'exploitation nettes	(93)	(799)	(892)	(77)	(580)		
Marge (perte) brute	190	982	1 172	(55)	384		
Volumes de ventes (kb)	10 635	25 453	36 088	729	12 810		
Revenus d'exploitation nets par baril	17,92	38,57	32,49	(75,13)	29,98		

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	710	2 235	2 945	1 202	1	4 148
Autres (pertes) produits	(10)	(8)	(18)	79	—	61
Achats de pétrole brut et de produits	(179)	(38)	(217)	(14)	(2)	(233)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(7)	(40)	(47)	(85)		
Montant brut réalisé	514	2 149	2 663	1 182		
Redevances	(12)	(35)	(47)	(128)	—	(175)
Frais de transport	(39)	(144)	(183)	(18)	—	(201)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	3	26	29	12		
Frais de transport nets	(36)	(118)	(154)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(119)	(958)	(1 077)	(536)	(3)	(1 616)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	27	148	175	74		
Charges d'exploitation nettes	(92)	(810)	(902)	(462)		
Marge brute	374	1 186	1 560	586		
Volumes de ventes (kb)	12 019	30 454	42 473	16 049		
Revenus d'exploitation nets par baril	31,11	38,94	36,71	36,53		

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15 (voir la note 3 des états financiers) et pour retirer l'incidence des activités de gestion des risques.

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^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	543	1 818	2 361	905	2	3 268
Autres (pertes) produits	(5)	(2)	(7)	1	—	(6)
Achats de pétrole brut et de produits	(103)	(18)	(121)	(12)	(2)	(135)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(10)	(42)	(52)	(5)		
Montant brut réalisé	425	1 756	2 181	889		
Redevances	(5)	(30)	(35)	(47)	—	(82)
Frais de transport	(46)	(138)	(184)	(15)	—	(199)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	4	31	35	10		
Frais de transport nets	(42)	(107)	(149)	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(115)	(870)	(985)	(525)	(3)	(1 513)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	24	137	161	63		
Charges d'exploitation nettes	(91)	(733)	(824)	(462)		
Marge brute	287	886	1 173	375		
Volumes de ventes (kb)	11 075	29 390	40 465	14 636		
Revenus d'exploitation nets par baril	26,03	30,14	29,01	25,64		

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 004	6 676	8 680	1 167	2 825	(78)	12 594
Autres (pertes) produits	(2)	(19)	(21)	(14)	43	—	8
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)	71	(5 574)
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 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		

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15 (voir la note 3 des états financiers) et pour retirer l'incidence des activités de gestion des risques.

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^{A)B)}

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

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 320	5 661	6 981	2 141	4	9 126
Autres produits	16	—	16	3	6	25
Achats de pétrole brut et de produits	(279)	(61)	(340)	(46)	(4)	(390)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(28)	(147)	(175)	(14)		
Montant brut réalisé	1 029	5 453	6 482	2 084		
Redevances	(15)	(80)	(95)	(85)	—	(180)
Frais de transport	(163)	(419)	(582)	(44)	—	(626)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	4	94	98	24		
Frais de transport nets	(159)	(325)	(484)	(20)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(364)	(2 645)	(3 009)	(1 659)	27	(4 641)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	69	421	490	186		
Charges d'exploitation nettes	(295)	(2 224)	(2 519)	(1 473)		
Marge brute	560	2 824	3 384	506		
Volumes de ventes (kb)	28 346	85 997	114 343	32 973		
Revenus d'exploitation nets par baril	19,81	32,84	29,62	15,33		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 031	7 898	9 929	3 341	4	13 274
Autres produits (pertes)	9	(9)	—	82	4	86
Achats de pétrole brut et de produits	(458)	(99)	(557)	(61)	(5)	(623)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(36)	(187)	(223)	(98)		
Montant brut réalisé	1 546	7 603	9 149	3 264		
Redevances	(28)	(115)	(143)	(212)	—	(355)
Frais de transport	(202)	(563)	(765)	(62)	—	(827)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	7	120	127	35		
Frais de transport nets	(195)	(443)	(638)	(27)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(484)	(3 604)	(4 088)	(2 196)	27	(6 257)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	96	569	665	262		
Charges d'exploitation nettes	(388)	(3 035)	(3 423)	(1 934)		
Marge brute	935	4 010	4 945	1 091		
Volumes de ventes (kb)	40 365	116 451	156 816	49 022		
Revenus d'exploitation nets par baril	23,17	34,44	31,53	22,27		

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15 (voir la note 3 des états financiers) et pour retirer l'incidence des activités de gestion des risques.

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

	Trimestres clos les					Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 sept. 2018	30 sept. 2017	31 déc. 2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	635	608	661	536	525	1 904	1 659	2 195
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(11)	(5)	(10)	(10)	(13)	(26)	(27)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	624	603	651	526	512	1 878	1 632	2 158
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	9 769	10 718	12 810	16 049	14 636	33 297	32 973	49 022
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	63,85	56,25	50,75	32,80	35,00	56,25	49,50	44,05

Revenus nets du secteur Exploration et production⁸⁾

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

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)	(8)	(125)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	3	11		
Montant brut réalisé	329	306		
Volumes de ventes (kbp)	3 827	4 905		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,02	62,41		
Pour le trimestre clos le 30 juin 2018	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	444	484	204	1 132
Redevances	—	(65)	(122)	(187)
Frais de transport	(10)	(11)	(1)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(30)	(69)	(14)	(113)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	13		
Montant brut réalisé	408	352		
Volumes de ventes (kbp)	4 728	4 973		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,29	70,83		
Pour le trimestre clos le 31 mars 2018	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	409	478	130	1 017
Redevances	—	(82)	(79)	(161)
Frais de transport	(11)	(10)	(3)	(24)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(68)	(10)	(110)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	7	14		
Montant brut réalisé	373	332		
Volumes de ventes (kbp)	4 920	5 647		
Revenus d'exploitation nets par baril	75,72	58,75		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	383	328	238	949
Redevances	—	(53)	(147)	(200)
Frais de transport	(9)	(9)	(2)	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(36)	(55)	(10)	(101)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	7	10		
Montant brut réalisé	345	221		
Volumes de ventes (kbep)	5 011	4 023		
Revenus d'exploitation nets par baril	68,77	54,85		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	375	263	128	766
Redevances	—	(51)	(81)	(132)
Frais de transport	(11)	(8)	(2)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(68)	(10)	(109)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	5	10		
Montant brut réalisé	338	146		
Volumes de ventes (kbep)	5 963	3 906		
Revenus d'exploitation nets par baril	56,71	37,37		

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)	(32)	(348)
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		

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 2017	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 174	996	368	2 538
Redevances	—	(213)	(163)	(376)
Frais de transport	(33)	(26)	(7)	(66)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(91)	(193)	(37)	(321)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	14	29		
Montant brut réalisé	1 064	593		
Volumes de ventes (kbep)	18 146	14 683		
Revenus d'exploitation nets par baril	58,62	40,35		

Pour la période de douze mois close le 31 décembre 2017	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 557	1 323	607	3 487
Redevances	—	(266)	(310)	(576)
Frais de transport	(42)	(35)	(9)	(86)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(248)	(47)	(422)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	20	39		
Montant brut réalisé	1 408	813		
Volumes de ventes (kbep)	23 157	18 623		
Revenus d'exploitation nets par baril	60,82	43,66		

Raffinage et commercialisation^{A)E)}

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

	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de 12 mois close le	
	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 sept. 2017	31 déc. 2017	
Marge brute ¹¹⁾	1 972	1 628	1 773	1 807	1 456	5 373	3 886	5 692
Autres produits (pertes)	1	(14)	(7)	(13)	48	(20)	86	73
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(407)	(610)	(413)	(394)	(392)	(1 430)	(1 152)	(1 546)
Ajustement lié à la méthode DEPS	—	(96)	(11)	(139)	16	(107)	43	(96)
Marge de raffinage ajustée ^{B)}	1 566	908	1 342	1 261	1 128	3 816	2 863	4 123
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	45 465	33 165	44 363	43 801	46 491	122 993	130 660	174 461
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)B)}	34,45	27,40	30,25	28,75	24,25	31,05	21,90	23,65
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	499	478	480	532	467	1 457	1 418	1 950
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(272)	(272)	(262)	(303)	(258)	(806)	(765)	(1 068)
Charges d'exploitation de raffinage ^{B)}	227	206	218	229	209	651	653	882
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	45 465	33 165	44 363	43 801	46 491	122 993	130 660	174 461
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)B)}	5,00	6,25	4,90	5,25	4,50	5,30	5,00	5,05

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15, voir la note 3 des états financiers.

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.

E) Les marges de raffinage sont présentées selon la méthode du DEPS, une mesure hors PCGR, et ont été retraitées pour retirer l'incidence des activités de gestion des risques.

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

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

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

Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » des rapports aux actionnaires publiés par Suncor pour chaque trimestre (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI et les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* 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 » du présent rapport trimestriel. 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 » du présent rapport trimestriel. 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 rapport de gestion du troisième trimestre de 2018.

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

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

Revenus nets du secteur Exploration et production

Les revenus nets du secteur Exploration et production 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 coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur Exploration et production pour évaluer la rentabilité des actifs selon l'emplacement et en fonction des barils vendus.

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent aux volumes de ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Depuis 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolifères, les éliminations intersectorielles, la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétrolifères 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, aux lubrifiants 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, aux lubrifiants 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 de Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux mesures semblables calculées d'autres entités (y compris les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, qui excluent Syncrude) en raison de la diversité des activités parmi les sociétés et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

b	–	baril
kb	–	milliers de barils
kb/j	–	milliers de barils par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
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
Tél. : 403-296-8000

suncor.com