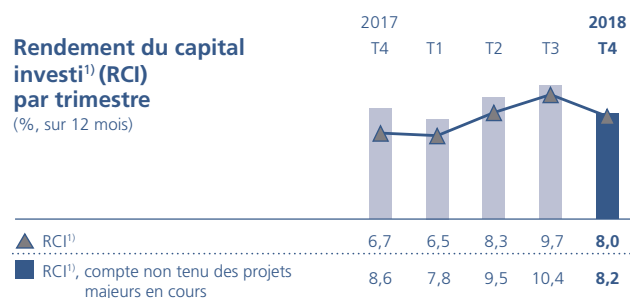
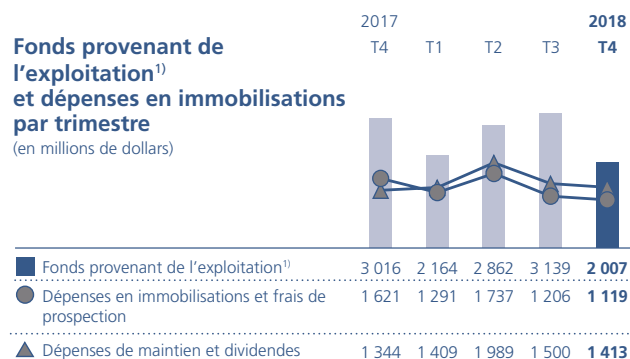
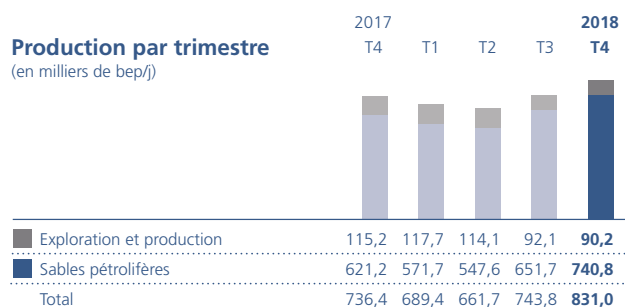
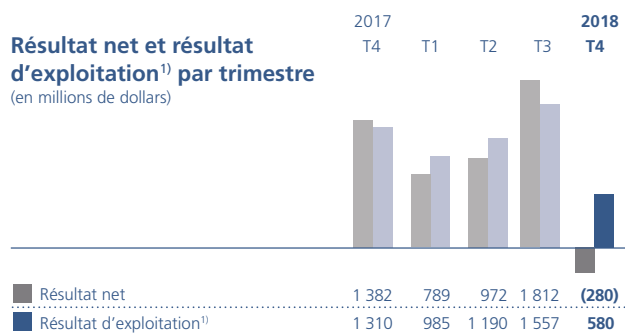


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE QUATRIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 rapport aux actionnaires (le « présent document ») ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation de 2 G\$ au quatrième trimestre, l'intégration de nos activités en aval et l'accès au marché ayant contribué à atténuer la volatilité des prix du brut en amont, y compris l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut canadien, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Nous avons continué de redistribuer de la valeur à nos actionnaires, soit près de 1,2 G\$ sous forme de rachats d'actions et 574 M\$ de dividendes versés au cours du trimestre. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,007 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018, contre 3,016 G\$ (1,83 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 3,040 G\$ (1,90 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,755 G\$ (1,67 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est établi à 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire), et la Société a enregistré une perte nette de 280 M\$ (0,18 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018, contre un bénéfice d'exploitation de 1,310 G\$ (0,79 \$ par action ordinaire) et un bénéfice net de 1,382 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La production totale du secteur Sables pétrolifères a atteint un nouveau record trimestriel de 740 800 barils par jour (« b/j »), soit presque 90 000 b/j de plus que le record précédent, en raison surtout d'un taux d'utilisation de 94 % des raffineries de Fort Hills et de la production record de Syncrude.
- Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a enregistré un débit de traitement du brut trimestriel record de 467 900 b/j, ce qui représente un taux d'utilisation de 101 %.
- La production de Hebron au quatrième trimestre s'est établie en moyenne à 15 700 b/j nets pour la Société, et elle a continué d'augmenter une fois le forage du quatrième puits de production achevé au cours du trimestre.
- La Société a distribué 574 M\$ en dividendes aux actionnaires et racheté des actions pour un montant supplémentaire de 1,166 G\$ au cours du quatrième trimestre de 2018. Le programme de rachat d'actions de 3,0 G\$ en vigueur devrait se clore d'ici la fin de février 2019.
- Après la fin du trimestre, le conseil d'administration (le « conseil ») a approuvé un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, en hausse de 17 %, et un autre programme de rachat d'actions de 2,0 G\$.



1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 6 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Résultats financiers

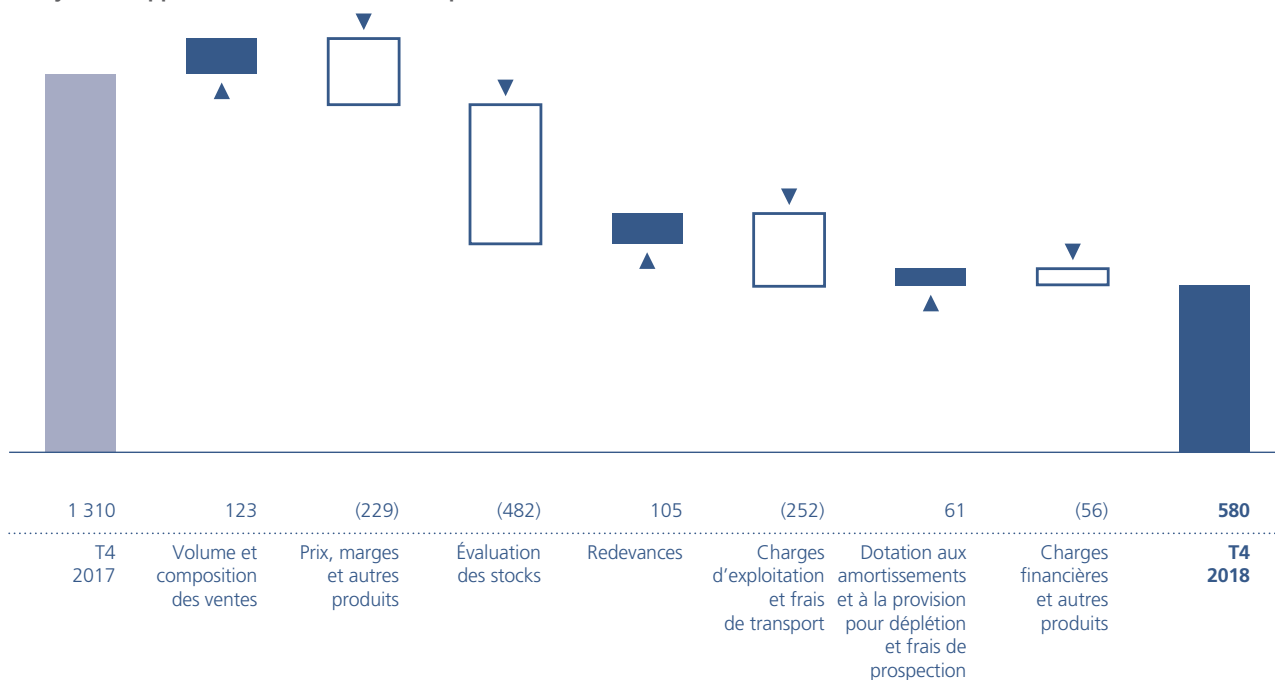
Résultat d'exploitation

Pour le quatrième trimestre de 2018, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation de 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire), comparativement à 1,310 G\$ (0,79 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable à l'incidence défavorable des écarts de prix du brut de l'Ouest canadien, notamment l'important élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique, facteurs qui se sont traduits par ce qui suit :

- une baisse des prix obtenus pour le secteur Sables pétrolifères, en partie compensée par une amélioration des marges de raffinage;
- un ajustement défavorable de la valeur des stocks lié à la méthode d'évaluation selon le premier entré, premier sorti (« PEPS ») comptabilisé dans secteur R&C en raison de la baisse des coûts des charges d'alimentation, facteur en partie atténué par la réalisation d'un profit intersectoriel sur les stocks des secteurs Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

La baisse du bénéfice d'exploitation est également attribuable à l'ajout de charges d'exploitation et de frais de transport liés aux nouveaux projets de croissance et acquisitions, à une baisse de la production du pétrole brut synthétique dans le secteur Sables pétrolifères, à une diminution globale des volumes de ventes du secteur Exploration et production (E&P) ainsi qu'à une diminution des coûts d'emprunt inscrits à l'actif. Ces facteurs ont été atténués par le produit de rémunération fondée sur des actions (comparativement à une charge pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent) et par une augmentation globale de la production en amont découlant du taux d'utilisation de 94 % des raffineries de Fort Hills, de la production record de Syncrude et de l'accroissement constant des activités de Hebron.

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



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

Résultat net

La perte nette s'est élevée à 280 M\$ (0,18 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018, comparativement à un bénéfice de 1,382 G\$ (0,84 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre les facteurs relatifs au bénéfice d'exploitation présentés ci-dessus, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2018 comprend une perte de change latente après impôt de 637 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, ainsi qu'une perte de valeur hors trésorerie sur l'un des placements en titre de capitaux propres de la Société²⁾. Le bénéfice net du trimestre

2) Se rapporter à la note 2 de la rubrique « Rapprochement du résultat d'exploitation » à la page 6 pour plus de précisions sur cet élément.

correspondant de l'exercice précédent comprenait un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une baisse, de 35 % à 21 %, du taux d'impôt des sociétés aux États-Unis (« É.-U ».), une perte de change latente après impôt de 91 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$, une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette ainsi qu'un produit net après impôt de 2 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt relatifs aux titres d'emprunt émis au quatrième trimestre de 2017.

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

Les fonds provenant de l'exploitation, qui se sont établis à 2,007 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2018, comparativement à 3,016 G\$ (1,83 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2017, reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation, exception faite du produit de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie, et des profits latents liés aux activités d'optimisation du brut.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont établis à 3,040 G\$ (1,90 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2018, comparativement à 2,755 G\$ (1,67 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2017, les variations du fonds de roulement hors trésorerie du quatrième trimestre de 2018 ayant représenté des entrées de trésorerie pour la Société, comparativement à des sorties de trésorerie pour la période correspondante de l'exercice précédent. Les entrées de trésorerie dans les soldes du fonds de roulement hors trésorerie de la Société s'expliquent surtout par la baisse des prix du pétrole brut au quatrième trimestre et la diminution connexe des soldes des créances, et par une baisse de la valeur des stocks des raffineries découlant du remplacement, par la Société, des stocks d'alimentation du brut achetés au cours de la période précédente par des stocks de pétrole brut achetés à prix moindre.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor représente un nouveau record trimestriel de 831 000 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le quatrième trimestre de 2018, comparativement à 736 400 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse étant principalement attribuable à l'entrée de la production de Fort Hills, à l'amélioration de la fiabilité et à la participation directe supplémentaire dans Syncrude ainsi qu'à l'accroissement constant des activités de Hebron.

« À Fort Hills, le taux d'utilisation des raffineries a atteint 94 % pour le trimestre, ce qui dépasse notre cible anticipée de 90 %, et la production de Syncrude a été solide, les actifs ayant enregistré un nouveau record trimestriel, a déclaré Mark Little, président et chef de l'exploitation. La performance de nos actifs de raffinage demeure excellente, la fiabilité est constante et nous avons atteint un nouveau débit record pour le trimestre, tous ces facteurs nous ayant permis de maximiser l'incidence des marges de raffinage élevées. »

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 432 700 b/j au quatrième trimestre de 2018, contre 446 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable aux volumes de pétrole brut synthétique réduits en raison de travaux de maintenance planifiés et non planifiés à l'usine de valorisation 2, ce facteur ayant été en partie compensé par des volumes de bitume non valorisé plus élevés tirés des biens *in situ* de la Société, la fiabilité de Firebag et MacKay River ne cessant par ailleurs de se consolider. Les travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, amorcés au cours du troisième trimestre de 2018, ont été achevés au cours du quatrième trimestre, et les travaux non planifiés étaient achevés à la fin du trimestre. L'usine de valorisation affiche un taux d'utilisation de 79 % pour le quatrième trimestre de 2018, contre un taux de 93 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des travaux de maintenance susmentionnés.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 24,50 \$ au quatrième trimestre de 2018, comparativement à 24,20 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait d'une diminution globale de la production, laquelle a été compensée par une baisse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, après ajustement pour tenir compte des éléments hors trésorerie.

La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est établie en moyenne à 98 500 b/j pour le quatrième trimestre de 2018, ce qui représente un taux d'utilisation de 94 %. En conséquence de l'augmentation de la production, les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ ont baissé pour s'établir à 24,85 \$ au quatrième trimestre de 2018, s'établissant à 31,20 \$ pour l'exercice.

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

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a atteint un record de 209 600 b/j au quatrième trimestre de 2018, comparativement à 174 400 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation tient essentiellement à une excellente fiabilité ainsi qu'à la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise plus tôt en 2018. L'usine de valorisation de Syncrude affichait un taux d'utilisation de 101 % au quatrième trimestre de 2018, contre 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont élevées à 31,75 \$ au quatrième trimestre de 2018, en baisse par rapport à 32,80 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, baisse attribuable à un accroissement de la production.

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 90 200 bep/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 115 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre la déplétion naturelle, la diminution de la production est attribuable à une interruption temporaire de la production des actifs de la Société sur la côte Est du Canada causée par une violente tempête au cours de la période, ainsi qu'à une interruption non planifiée à Buzzard au Royaume-Uni, ces facteurs ayant été en partie compensés par l'ajout de la production de Hebron. L'arrêt de la production du champ White Rose s'est prolongé en 2019, puis la production a repris en partie à la fin de janvier 2019.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint un nouveau record trimestriel de 467 900 b/j, et le taux d'utilisation des raffineries s'établissait à 101 % au quatrième trimestre de 2018, comparativement à un débit de 432 400 b/j et un taux d'utilisation de 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'excellente fiabilité de l'ensemble des raffineries de la Société, outre le fait que le trimestre correspondant de l'exercice précédent avait subi l'incidence d'une panne d'électricité attribuable à un tiers.

Mise à jour concernant la stratégie

Le programme de dépenses en immobilisations 2018 de Suncor était 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 1,119 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, au cours du quatrième trimestre de 2018, en baisse par rapport à celles de 1,444 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution du capital de croissance par suite de la mise en service de Fort Hills et de Hebron. Les dépenses en immobilisations de maintien au quatrième trimestre de 2018 étaient comparables à ce qu'elles avaient été au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

« Nous continuons de prioriser la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et la fiabilité et la sécurité de l'exploitation dans l'ensemble de nos activités, a indiqué M. Williams. Grâce à son modèle intégré et à des placements axés sur la valeur, Suncor dispose des atouts lui permettant de continuer de faire augmenter la production et les flux de trésorerie ainsi que d'accroître les distributions aux actionnaires, en dépit des fluctuations des conditions du marché. »

L'intégration en aval demeure une composante fondamentale de la stratégie de Suncor, et l'incidence globale de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut en Alberta a été en partie atténuée par l'effet combiné de l'amélioration des marges de raffinage, entraînée par 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, où des prix supérieurs sont obtenus. Toutefois, compte tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks selon le PEPS, le plein avantage de la baisse des charges d'alimentation du secteur R&C n'a pas encore été réalisé en raison du retard lié au traitement de stocks de brut de valeur plus élevée.

Les activités de forage sont en cours à Hebron et la production continue d'augmenter. Le quatrième puits de production a été mis en service au cours du quatrième trimestre et a contribué à l'accroissement des volumes. Les autres activités du secteur E&P au quatrième trimestre comprenaient les activités de forage de développement de Hebron, Hibernia, White Rose et Buzzard, ainsi que les travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose ainsi que des projets Oda et Fenja, en Norvège.

La progression de la mise en valeur du projet Oda est plus rapide que prévu et les premiers barils sont désormais attendus pour le deuxième trimestre de 2019, alors que la cible initiale était le troisième trimestre de 2019.

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

Au cours du quatrième trimestre de 2018, Suncor et ses partenaires de coentreprises ont conclu une entente de principe concernant l'interconnexion des pipelines entre le site Mildred Lake appartenant à Syncrude et l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de Suncor. Le réseau acheminera le bitume et le gasoil entre les deux usines, ce qui augmentera la flexibilité opérationnelle et entraînera une fiabilité et une utilisation accrues. Les pipelines devraient être mis en service d'ici la fin de 2020, sous réserve des modalités commerciales finales et de l'obtention de l'approbation des autorités de réglementation.

Après la clôture du trimestre, la Société a reçu un produit de 300 M\$ lié à l'atténuation des risques concernant ses actifs en Libye (environ 260 M\$ après impôt). Le produit peut faire l'objet d'un remboursement provisoire tributaire de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

Après que le conseil a approuvé, au troisième trimestre de 2018, une augmentation du programme de rachat d'actions de la Société pour le faire passer de 2,15 G\$ à 3,0 G\$, la Bourse de Toronto a accepté un avis déposé par Suncor, au cours du quatrième trimestre de 2018, l'informant de son intention d'augmenter le nombre maximal d'actions pouvant être rachetées par la Société dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. L'augmentation du programme de rachat d'actions confirme la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la valeur aux actionnaires. Dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités bonifiée de Suncor, la Société a racheté aux fins d'annulation 1,166 G\$ de ses actions au quatrième trimestre de 2018. Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un autre programme de rachat d'actions de 2,0 G\$.

Au cours du quatrième trimestre de 2018, Suncor a continué de redistribuer de la valeur aux actionnaires sous forme de dividendes de 574 M\$, et, après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, lequel représente une augmentation de 17 % par rapport au dividende du trimestre précédent.

En outre, toujours au quatrième trimestre, dans le cadre de l'engagement de la Société à réduire la dette, Suncor a racheté pour 83 M\$ US de billets de premier rang à 7,75 % échéant en 2019 (les « billets de 2019 ») qui avaient été acquis dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited. Le montant total du capital des billets de 2019 en cours a été ramené à 140 M\$ US par suite du rachat.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Résultat net	(280)	1 382	3 293	4 458
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	637	91	989	(702)
Perte sur placement en titres de capitaux propres et (profit) sur cessions importantes ²⁾	223	—	30	(437)
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé ³⁾	—	(124)	—	(124)
Produit d'assurance dommages matériels ⁴⁾	—	(55)	—	(55)
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	18	—	28
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises ⁶⁾	—	(2)	—	20
Résultat d'exploitation¹⁾	580	1 310	4 312	3 188

- 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 présent document.
- 2) En 2018, la Société a comptabilisé une perte nette hors trésorerie de 90 M\$, après impôt, dans le secteur E&P, liée à un échange d'actifs avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») et composée de ce qui suit : un profit de 133 M\$ après impôt comptabilisé au premier trimestre de 2018 sur la cession de propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique, en échange d'une part des capitaux propres de Canbriam, et une perte de valeur de 223 M\$ après impôt au quatrième trimestre de 2018 en conséquence de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimés. Le troisième trimestre de 2018 comprend un profit de 60 M\$ après impôt dans le secteur Sables pétrolifères 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 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.
- 3) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé un ajustement net de 124 M\$ de l'impôt différé lié à la réforme fiscale américaine, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés, de 35 % à 21 %. Ce produit d'impôt différé net de 124 M\$ comprenait un produit de 140 M\$ dans le secteur R&C, une charge de 14 M\$ dans le secteur E&P et une charge de 2 M\$ dans le secteur Négociation de l'énergie.
- 4) Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels de 55 M\$ après impôt (76 M\$ avant impôt) lié à un incident survenu dans les installations de Syncrude au cours du premier trimestre de 2017.
- 5) Charges liées au remboursement anticipé de la dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés, dans le secteur Siège social.
- 6) (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 et des taux de change à long terme dans le secteur Siège social.

Prévisions de la Société

Aucune modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de Suncor préalablement annoncées pour 2019. Pour des précisions et des mises en garde sur les prévisions de Suncor pour 2019, visitez le www.suncor.com/guidance.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION DU QUATRIÈME TRIMESTRE

Le 5 février 2019

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

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 document et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Table des matières

1. Mises en garde	7
2. Faits saillants du quatrième trimestre	9
3. Information financière consolidée	11
4. Résultats sectoriels et analyse	18
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	33
6. Situation financière et situation de trésorerie	35
7. Données financières trimestrielles	38
8. Autres éléments	39
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	40
10. Abréviations courantes	46
11. Énoncés prospectifs	47

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 document 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 des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

Mesures financières hors PCGR

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

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU QUATRIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du quatrième trimestre**
 - Suncor a inscrit une perte nette de 280 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 1,382 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des éléments ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, la perte nette du quatrième trimestre de 2018 rend compte d'une perte de change latente après impôt de 637 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte de valeur hors trésorerie sur un des placements en titres de capitaux propres¹⁾ de la Société. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, d'une perte de change latente après impôt de 91 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$, d'une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette et d'un profit après impôt de 2 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt liés à l'émission de titres d'emprunt au quatrième trimestre de 2017.
 - Pour le quatrième trimestre de 2018, Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation²⁾ de 580 M\$, en comparaison de 1,310 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable aux écarts défavorables du prix du pétrole brut provenant de l'Ouest canadien, notamment à un élargissement considérable des écarts du prix du pétrole brut synthétique, qui ont par ailleurs entraîné une variation nette défavorable de la valeur des stocks en raison de la baisse des coûts des charges d'alimentation du brut. Les autres facteurs qui ont entraîné le recul du résultat d'exploitation comprennent les charges d'exploitation et les frais de transport additionnels engendrés par les nouvelles activités de production issues des projets de croissance et des acquisitions, la diminution de la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères, la baisse de la production globale du secteur Exploration et production (« E&P ») et la diminution des coûts d'emprunt incorporés à l'actif. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des marges de raffinage, par la comptabilisation d'un produit de rémunération fondée sur des actions (comparativement à une charge au trimestre correspondant de l'exercice précédent) ainsi que par l'augmentation de la production globale en amont favorisée par le taux d'utilisation de 94 % des installations de Fort Hills, la production record générée par Syncrude et l'accroissement soutenu de la cadence de production à Hebron.
 - Les fonds provenant de l'exploitation²⁾ se sont établis à 2,007 G\$ au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 3,016 G\$ au quatrième trimestre de 2017, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exclusion du produit de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie, et des profits latents liés aux activités d'optimisation du pétrole brut. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 3,040 G\$ pour le quatrième trimestre de 2018, contre 2,755 G\$ pour le quatrième trimestre de 2017, les variations du fonds de roulement hors trésorerie représentant une entrée de fonds pour le trimestre écoulé, alors qu'elles avaient représenté une sortie de fonds pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette entrée de fonds s'explique principalement par la baisse des prix du pétrole brut observée au quatrième trimestre et par la diminution connexe des soldes de créances, ainsi que par la dépréciation des stocks des raffineries, la Société ayant remplacé les charges d'alimentation du brut achetées au cours de la période précédente par du brut moins cher.
- **La production en amont a atteint un nouveau record trimestriel de 831 000 bep/j au quatrième trimestre de 2018.** Cette augmentation est attribuable à l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills, qui a atteint 94 % de sa capacité nominale au cours du trimestre, ainsi qu'à l'amélioration de la fiabilité à Syncrude et à la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise plus tôt au cours de l'exercice.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a enregistré un débit de traitement sans précédent.** Le secteur R&C a enregistré un débit de traitement record de 467 900 b/j de pétrole brut pour le trimestre, ce qui équivaut à un taux d'utilisation des raffineries de 101 %.

1) Se reporter à la note 2 du rapprochement du résultat d'exploitation présenté plus loin pour plus de précisions.

2) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

- **Fort Hills a atteint les taux cibles plus tôt que prévu grâce à un taux d'utilisation de 94 % au quatrième trimestre.** Le volume de production de Fort Hills pour le quatrième trimestre de 2018 s'est établi à 98 500 b/j, nets pour Suncor et l'augmentation de la production s'est traduite par des charges d'exploitation décaissées par baril²⁾ de 24,85 \$ à Fort Hills.
- **Une forte croissance soutenue de la production a été enregistrée à Hebron.** Le quatrième puits de production est entré en service au quatrième trimestre de 2018 et a généré une production totale de 15 700 b/j, nets pour la Société.
- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 574 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 1,166 G\$ de ses actions au cours du quatrième trimestre de 2018 aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »). Le programme de rachat d'actions de 3,0 G\$ de la Société devrait se terminer d'ici la fin de février 2019.
- **Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de 17 % du dividende trimestriel ainsi que le renouvellement du programme de rachat d'actions.** Le dividende trimestriel passe ainsi de 0,36 \$ à 0,42 \$ par action, tandis que des rachats d'actions supplémentaires de 2,0 G\$ sont autorisés.

2) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Résultat net				
Sables pétrolifères	(393)	670	853	1 009
Exploration et production	(115)	217	808	732
Raffinage et commercialisation	723	886	3 153	2 658
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(495)	(391)	(1 521)	59
Total	(280)	1 382	3 293	4 458
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	(393)	615	793	954
Exploration et production	108	231	898	746
Raffinage et commercialisation	723	746	3 153	2 164
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	142	(282)	(532)	(676)
Total	580	1 310	4 312	3 188
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	601	1 780	4 870	4 738
Exploration et production	367	431	1 869	1 725
Raffinage et commercialisation	826	935	3 794	2 841
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	213	(130)	(361)	(165)
Total	2 007	3 016	10 172	9 139
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	1 033	(261)	408	(173)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 040	2 755	10 580	8 966
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	826	807	3 926	2 916
Croissance	293	637	1 324	2 906
Total	1 119	1 444	5 250	5 822
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾				
(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 31 décembre 2017	2018	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2017
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	594	1 672	3 862	4 056

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

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

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	740,8	621,2	628,6	563,7
Exploration et production (kbep/j)	90,2	115,2	103,4	121,6
Total (kbep/j)	831,0	736,4	732,0	685,3
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	100/0	100/0	100/0
Taux d'utilisation des raffineries (%)	101	94	93	96
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	467,9	432,4	430,8	441,2

Résultat net

La Société a enregistré une perte nette consolidée de 280 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 1,382 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 une perte de change latente après impôt de 637 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 91 M\$ pour le quatrième trimestre de 2017.
- Au quatrième trimestre de 2018, le secteur E&P a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ liée au placement en titres de capitaux propres de la Société dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), ce qui tient compte de la reprise d'un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé au premier trimestre de 2018 lorsque le placement en titres de capitaux propres a été acquis au moyen d'un échange d'actifs, pour une perte de valeur nette après impôt de 90 M\$ en 2018.
- Au quatrième trimestre de 2017, Suncor a comptabilisé un produit d'impôt différé net de 124 M\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés aux États-Unis, qui est passé de 35 % à 21 %, ce qui rend compte d'un produit de 140 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C, contrebalancé par une charge de 14 M\$ comptabilisée dans le secteur E&P et par une charge de 2 M\$ comptabilisée dans le secteur Siège social.
- Au quatrième trimestre de 2017, Suncor a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017. Ce produit d'assurance a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 18 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette.
- Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, un profit après impôt de 2 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés liés à des titres d'emprunt émis, en raison de variations des taux d'intérêt à long terme.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Résultat net	(280)	1 382	3 293	4 458
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	637	91	989	(702)
Perte sur un placement en titres de capitaux propres et (profit) sur cessions importantes ²⁾	223	—	30	(437)
Incidence de l'ajustement du taux d'impôt sur l'impôt différé ³⁾	—	(124)	—	(124)
Produit d'assurance dommages matériels ⁴⁾	—	(55)	—	(55)
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	18	—	28
(Profit) perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ⁶⁾	—	(2)	—	20
Résultat d'exploitation¹⁾	580	1 310	4 312	3 188

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

2) En 2018, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une perte nette hors trésorerie après impôt de 90 M\$ liée à un échange d'actifs avec Canbriam, qui se compose de ce qui suit : un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé au premier trimestre de 2018 par suite de la cession des propriétés foncières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique en échange d'une participation dans Canbriam et une perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée au quatrième trimestre de 2018 par suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ comptabilisé dans 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. Le résultat net du premier trimestre de 2017 tient compte d'un profit après impôt de 354 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C par suite de la vente des activités de la Société liées aux lubrifiants ainsi que d'un profit après impôt de 83 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social par suite de la vente de la participation de la Société dans la centrale éolienne Cedar Point.

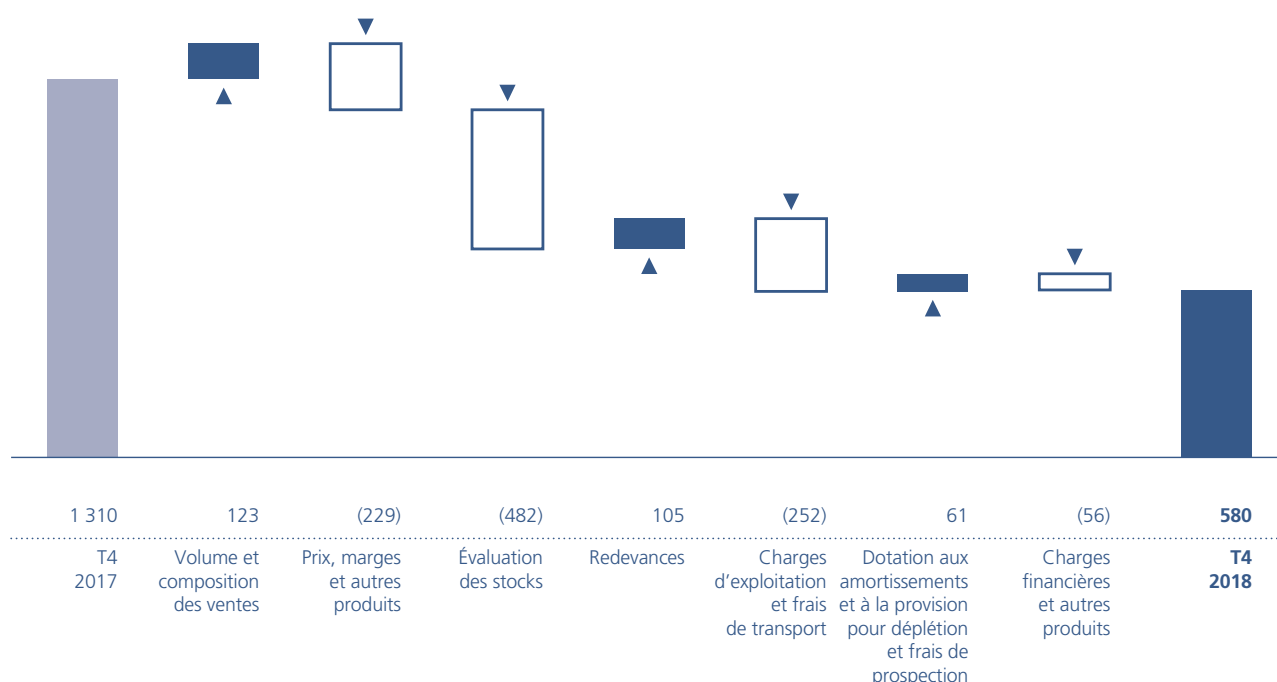
3) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé un ajustement net de l'impôt différé de 124 M\$ lié à la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 %. Le produit d'impôt différé net de 124 M\$ se compose d'un produit de 140 M\$ pour le secteur R&C, d'une charge de 14 M\$ pour le secteur E&P et d'une charge de 2 M\$ pour les activités de négociation de l'énergie de la Société.

4) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017.

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

6) (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.

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



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

Pour le quatrième trimestre de 2018, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation de 580 M\$ (0,36 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,310 G\$ (0,79 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable aux écarts de prix du pétrole brut défavorables dans l'Ouest canadien, notamment un élargissement considérable des écarts de prix du pétrole brut synthétique, qui s'est traduit par ce qui suit :

- Une baisse des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères, partiellement contrebalancée par une amélioration des marges de raffinage;
- Un ajustement défavorable de la valeur des stocks lié à la méthode d'évaluation selon le premier entré, premier sorti (« PEPS ») comptabilisé dans secteur R&C en raison de la baisse des coûts des charges d'alimentation, partiellement contrebalancé par la réalisation d'un profit intersectoriel dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Les autres facteurs qui ont entraîné le recul du résultat d'exploitation comprennent les charges d'exploitation et les frais de transport additionnels engendrés par les nouvelles activités de production issues des projets de croissance et des acquisitions, une baisse de la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères, un fléchissement des volumes de ventes du secteur E&P et une diminution du montant des coûts d'emprunt incorporés à l'actif. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la comptabilisation d'un produit de rémunération fondée sur des actions (comparativement à une charge au trimestre correspondant de l'exercice précédent) ainsi que par la production record qui a été enregistrée en amont grâce au taux d'utilisation de 94 % des installations de Fort Hills, à l'accroissement soutenu de la cadence de production à Hebron et à la production record générée par Syncrude.

Charge (produit) de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Sables pétrolifères	(15)	25	48	77
Exploration et production	(2)	3	4	10
Raffinage et commercialisation	(7)	12	25	39
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(40)	45	90	153
Total de la charge (du produit) de rémunération fondée sur des actions	(64)	85	167	279

Au quatrième trimestre de 2018, la Société a comptabilisé en résultat net un produit de rémunération fondée sur des actions de 64 M\$ après impôt, tandis qu'elle avait inscrit une charge de 85 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une baisse du cours de l'action de la Société au cours du trimestre, comparativement à une hausse du cours de l'action au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des périodes de	
		2018	31 décembre 2017	2018	12 mois closes les 31 décembre 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	58,85	55,40	64,80	50,95
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	67,80	61,40	71,05	54,25
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	4,35	9,60	9,10	7,70
MSW à Edmonton	\$ CA/b	42,70	69,30	69,30	63,20
WCS à Hardisty	\$ US/b	19,50	43,10	38,50	38,95
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	39,35	12,30	26,30	11,95
Condensat à Edmonton	\$ US/b	45,30	57,95	61,05	51,55
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,60	1,70	1,50	2,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	55,55	22,35	50,20	22,15
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,20	19,40	18,00	17,70
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,35	20,20	15,90	16,30
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,60	22,10	22,80	22,15
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,10	18,25	17,45	17,65
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,79	0,77	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,73	0,80	0,73	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 de l'Ouest canadien, ce qui a une incidence sur les écarts de prix du pétrole brut synthétique. Les prix obtenus au quatrième trimestre de 2018 pour le pétrole brut

synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence négative de l'élargissement considérable des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancé par la hausse du prix du WTI à Cushing, qui est passé de 55,40 \$ US/b au quatrième trimestre de 2017 à 58,85 \$ US/b au quatrième trimestre de 2018. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a diminué pour s'établir à 42,70 \$/b, alors qu'il était de 69,30 \$/b au quatrième trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 19,50 \$ US/b au quatrième trimestre de 2018, alors qu'il était de 43,10 \$ US/b au quatrième trimestre de 2017, malgré une augmentation du WTI qui s'explique par le fait que les écarts de prix du pétrole brut lourd dans l'Ouest canadien et du pétrole brut synthétique se sont élargis davantage.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le réseau de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Au quatrième trimestre de 2018, les prix du bitume ont subi l'incidence défavorable de l'élargissement des écarts de prix du pétrole lourd qui a résulté de la capacité de transport restreinte en Alberta.

Après la clôture du trimestre, les écarts de prix du brut pour le pétrole brut synthétique et le pétrole brut lourd se sont améliorés par rapport aux importants escomptes observés au quatrième trimestre de 2018, en raison des réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement de l'Alberta.

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 67,80 \$ US/b au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 61,40 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En raison de la nature des produits en vrac transporté par navire des actifs extracôtiers de la Société, le calendrier des ventes peut faire en sorte que les prix obtenus diffèrent du prix de référence moyen en vigueur au cours de cette période. Ce fut le cas sur la côte Est du Canada au quatrième trimestre de 2018, où les prix obtenus ont été inférieurs au prix de référence du brut Brent en raison du calendrier peu favorable des ventes acheminées par navire.

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 1,60 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2018, en baisse comparativement à 1,70 \$ 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 considérablement au quatrième 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 PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées par 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.

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 55,55 \$/MWh au quatrième trimestre de 2018, comparativement à 22,35 \$/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 quatrième trimestre de 2018, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,76 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,79 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au quatrième trimestre de 2018 par rapport à ceux obtenus au quatrième trimestre de 2017.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 75 % 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

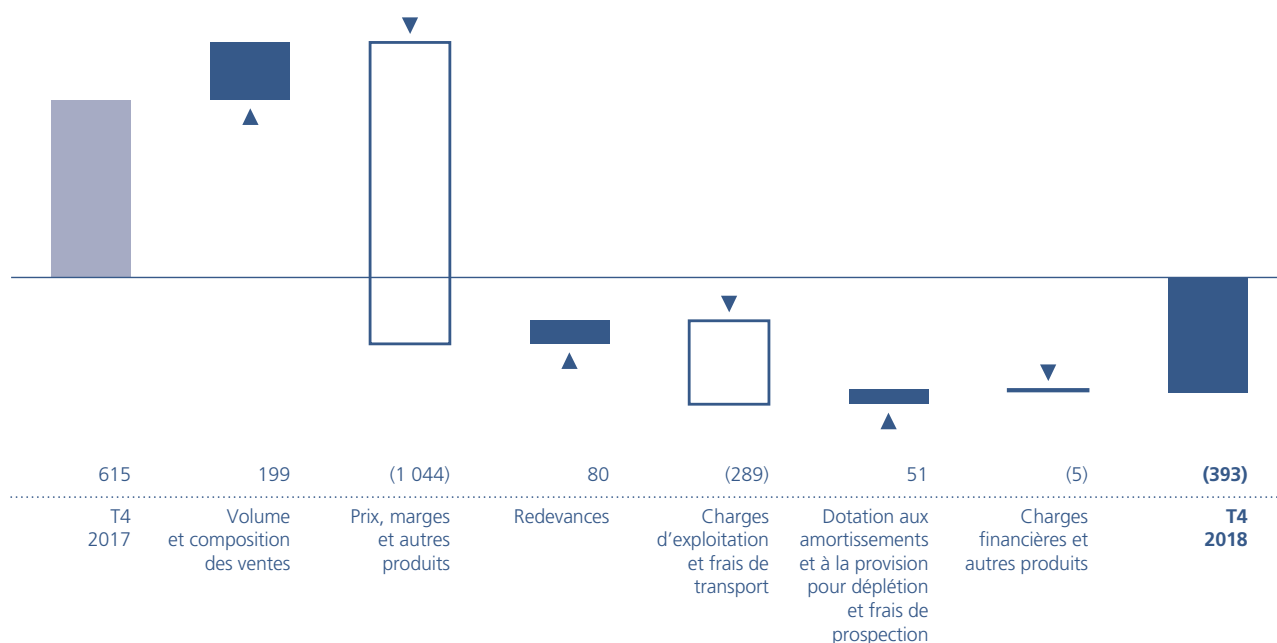
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Produits bruts ¹⁾	3 149	4 148	15 743	13 274
Moins les redevances	(67)	(175)	(398)	(355)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 082	3 973	15 345	12 919
Résultat net	(393)	670	853	1 009
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	(60)	—
Produit d'assurance dommages matériels ³⁾	—	(55)	—	(55)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	(393)	615	793	954
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	601	1 780	4 870	4 738

- 1) Les chiffres du trimestre et de la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 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) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude au premier trimestre de 2017.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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



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

Pour le quatrième trimestre de 2018, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 393 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 615 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul s'explique par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut dans toute la gamme de produits, par la hausse des charges d'exploitation attribuable à l'ajout de la production de Fort Hills et à la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise plus tôt au cours de l'exercice, de même que par la diminution des ventes de la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères qui a résulté des travaux de maintenance planifiés et non planifiés exécutés à l'usine de valorisation 2. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation globale des volumes de ventes qui a découlé de l'ajout de la production de Fort Hills, par la hausse de la production de Syncrude et par l'augmentation du volume de bitume non valorisé produit par le secteur Sables pétrolifères.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	284,9	331,3	290,9	324,2
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(11,5)	(6,4)	(10,6)	(6,5)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	273,4	324,9	280,3	317,7
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	159,3	121,9	138,0	111,7
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	432,7	446,8	418,3	429,4
Bitume de Fort Hills	98,5	—	67,4	—
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	(1,3)	—
Total de la production de bitume de Fort Hills	98,5	—	66,1	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	212,4	174,4	146,5	134,3
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,8)	—	(2,3)	—
Total de la production de pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude	209,6	174,4	144,2	134,3
Total de la production du secteur Sables pétrolifères²⁾	740,8	621,2	628,6	563,7

1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, 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 11 500 b/j de diesel consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2018, 9 300 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 2 200 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 432 700 b/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 446 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 2 au début du quatrième trimestre et par les travaux de maintenance non planifiés portant sur l'usine de valorisation 2 qui ont été entrepris vers la fin du quatrième trimestre et achevés avant la fin du trimestre. L'incidence de ces facteurs a été partiellement contrebalancée par la hausse de la production de bitume non valorisé. Le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 79 % au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 93 % au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

À Fort Hills, la production a excédé les taux cibles initiaux grâce au taux d'utilisation de 94 % qui a été enregistré au quatrième trimestre de 2018 et à la production de 98 500 b/j, nets pour Suncor, qui a été générée.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	110,2	95,5	96,1	107,9
Diesel	27,6	21,1	28,8	27,5
Pétrole brut synthétique sulfureux	150,7	214,4	162,6	183,6
Produits valorisés	288,5	331,0	287,5	319,0
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	172,0	130,7	134,0	110,6
Sables pétrolifères	460,5	461,7	421,5	429,6
Bitume de Fort Hills	94,6	—	57,3	—
Syncrude	209,6	174,4	144,2	134,3
Total	764,7	636,1	623,0	563,9

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 460 500 b/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 461 700 b/j au quatrième trimestre de 2017, cette baisse de production globale ayant été compensée par des prélèvements sur les stocks de bitume non valorisé et de pétrole brut synthétique.

Au quatrième trimestre de 2018, les ventes de bitume provenant de Fort Hills se sont établies en moyenne à 94 600 b/j, nettes pour Suncor, et elles reflètent une légère accumulation des stocks, les ventes supplémentaires ayant été acheminées jusqu'aux installations de clients situées sur la côte américaine du golfe du Mexique.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 209 600 b/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 174 400 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à une amélioration de la fiabilité des installations de Syncrude, dont le taux d'utilisation a atteint 101 % au cours de la période, ainsi qu'à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	278,3	296,7	258,8	305,4
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	412,1	450,0	378,0	464,4
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,66	0,68	0,66
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	197,2	208,5	204,0	181,5
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,7	2,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	37,0	28,3	36,0	31,1
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,8	3,1	2,9	3,1
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	234,2	236,8	240,0	212,6
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	512,5	533,5	498,8	518,0
Fort Hills				
Production de bitume (kb/j)	98,5	—	67,4	—
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	154,1	—	106,2	—
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,64	—	0,63	—
Syncrude				
Production de bitume (kb/j)	240,7	207,5	172,0	163,6
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	384,4	386,1	277,5	304,4
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,63	0,54	0,62	0,54
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	851,7	741,0	738,2	681,6

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a diminué au quatrième trimestre de 2018 pour s'établir à 512 500 b/j, en comparaison de 533 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par la baisse de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base en raison de la moins grande disponibilité des installations de valorisation qui a résulté de l'exécution de travaux de maintenance planifiés et non planifiés ainsi que par la diminution de la production de Firebag. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'importante production dégagée à MacKay River grâce à l'amélioration de la fiabilité et du ratio vapeur-pétrole.

La production de bitume de Fort Hills pour le quatrième trimestre de 2018 s'est établie à 98 500 b/j, nets pour Suncor, à la suite du démarrage réussi des activités au premier trimestre de 2018 et de l'accélération subséquente de la production.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour s'établir à 240 700 b/j, nets pour Suncor, au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 207 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'amélioration de la fiabilité des installations de Syncrude et par la participation directe supplémentaire de 5 % acquise par Suncor plus tôt en 2018.

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	42,44	66,68	68,97	61,47
Bitume	2,43	39,74	24,70	33,47
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	27,50	59,05	54,91	54,26
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(49,94)	(11,08)	(29,24)	(11,91)
Fort Hills (bitume)	20,26	—	38,46	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	47,71	73,28	70,19	66,05
Syncrude, par rapport au WTI	(29,73)	3,15	(13,97)	(0,12)

1) Les prix obtenus présentés pour le quatrième 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 intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 diminué pour se chiffrer à 27,50 \$/b au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 59,05 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'élargissement des écarts de prix du pétrole lourd et du pétrole brut synthétique qui a découlé de l'offre excédentaire et des contraintes de transport qui ont pesé sur le marché du brut de l'Alberta, partiellement contrebalancé par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 20,26 \$/b au quatrième trimestre de 2018, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes à l'intérieur des terres américaines et 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 diminué pour s'établir à 47,71 \$/b au quatrième trimestre de 2018, comparativement à 73,28 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancé par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le démarrage des activités à Fort Hills plus tôt durant l'exercice ainsi que par l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude plus tôt en 2018. 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 des travaux de révision de l'usine de valorisation 2 exécutés au début du trimestre et de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel et par la comptabilisation d'un produit de rémunération fondée sur des actions.

À Fort Hills, les charges d'exploitation inscrites pour le quatrième trimestre de 2018 ont continué à refléter l'accroissement de la cadence de production en vue d'atteindre la capacité nominale.

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 variables qui a découlé de la hausse des volumes de production, partiellement contrebalancées par la baisse des prix du gaz naturel.

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

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et les pertes de valeur du quatrième trimestre de 2018 ont diminué par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des montants décomptabilisés et de la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation qui a découlé de la baisse de la valeur comptable nette des actifs liés aux activités du secteur Sables pétrolifères attribuable principalement à une diminution des coûts de mise hors service d'immobilisations incorporés à l'actif, facteurs qui ont plus que contrebalancé l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation relative à Fort Hills et à la participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude acquise au cours du premier trimestre de 2018.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 996	1 616	7 570	6 257
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 086	1 080	4 214	4 062
Coûts non liés à la production ²⁾	(2)	(34)	(93)	(102)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(80)	(52)	(237)	(232)
Variations des stocks	(25)	—	(14)	1
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	979	994	3 870	3 729
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	24,50	24,20	25,25	23,80
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	291	—	832	—
Coûts non liés à la production ²⁾	(24)	—	(120)	—
Variations des stocks	(43)	—	55	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	224	—	767	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	24,85	—	31,20	—
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	619	536	2 523	2 195
Coûts non liés à la production ²⁾	(7)	(10)	(33)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	612	526	2 490	2 158
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	31,75	32,80	47,25	44,05

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

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les charges de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent notamment les coûts de démarrage de projet, les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.

3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte notamment de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par une unité de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 24,50 \$ au quatrième trimestre de 2018, ce qui avoisine celles de 24,20 \$ inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse des volumes de production ayant été contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation décaissées. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour se chiffrer à 979 M\$, en comparaison de 994 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en raison de la hausse des produits tirés de l'électricité.

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

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères pour le quatrième trimestre de 2018 ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères enregistrées au quatrième trimestre de 2018 rendent compte d'un plus important prélèvement sur les stocks au quatrième trimestre de 2018 qu'au quatrième trimestre de 2017.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 24,85 \$ au quatrième trimestre de 2018, contre 33,45 \$ au trimestre précédent, en raison des taux d'exploitation, qui ont excédé de 90 % la capacité nominale. Les variations des stocks ont représenté une charge pour la Société au quatrième trimestre, malgré une accumulation des stocks, ce qui s'explique par la diminution des coûts des stocks qui a découlé de la hausse des volumes de production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 31,75 \$ au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 32,80 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'augmentation de la production et à la diminution des coûts du gaz naturel. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 612 M\$, contre 526 M\$ au quatrième trimestre de 2017, en raison de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude au cours du premier trimestre de 2018 et de l'augmentation des coûts variables qui a découlé de la hausse de la production.

Travaux de maintenance planifiés

Au quatrième trimestre de 2018, la Société a mené à bien des travaux de maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 2. La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au cours du premier trimestre de 2019.

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

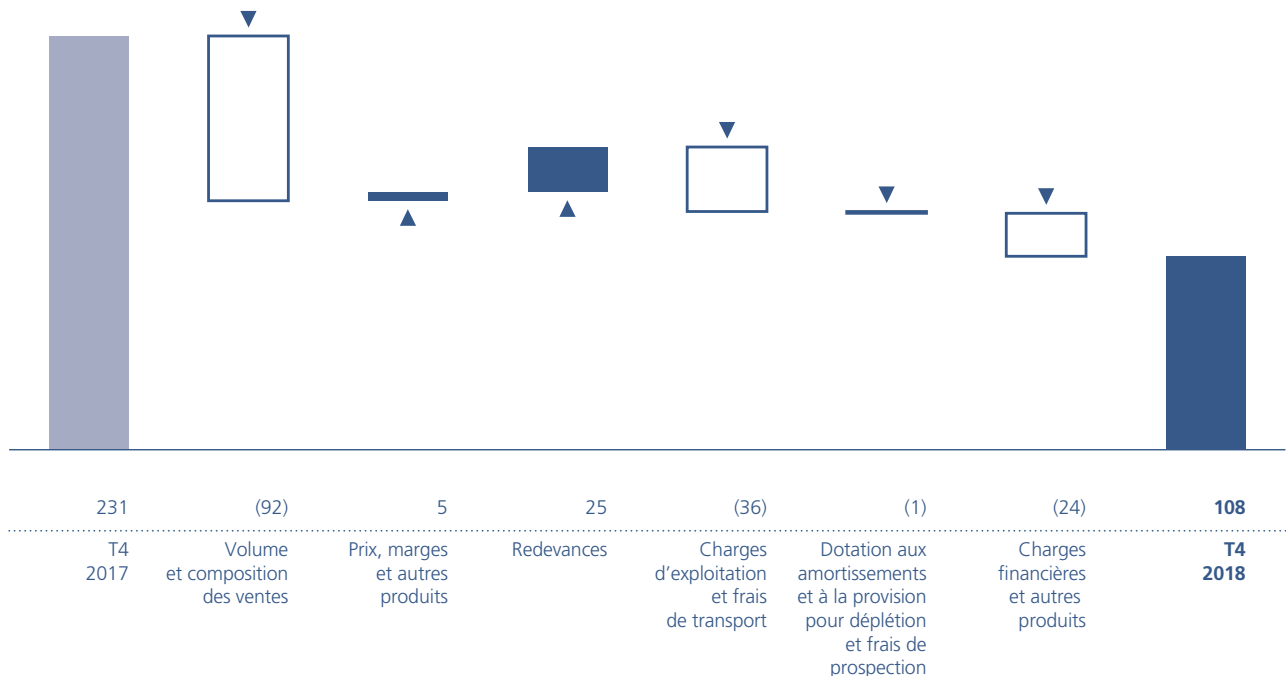
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Produits bruts ¹⁾	651	802	3 474	3 177
Moins les redevances ¹⁾	(19)	(53)	(257)	(266)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	632	749	3 217	2 911
Résultat net	(115)	217	808	732
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs et perte sur un placement en titres de capitaux propres ²⁾	223	—	90	—
Incidence de l'ajustement du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	14	—	14
Résultat d'exploitation ³⁾	108	231	898	746
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	367	431	1 869	1 725

- 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 document 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) Le chiffre inscrit pour le quatrième trimestre de 2018 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ pour le secteur E&P liée au placement en titres de capitaux propres de la Société dans Canbriam. Le chiffre inscrit pour le premier trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt hors trésorerie de 133 M\$ pour le secteur E&P 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.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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



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

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 108 M\$ au quatrième trimestre de 2018, en baisse comparativement à celui de 231 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution globale de la production et de l'augmentation des charges d'exploitation qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Hebron, en partie contrebalancées par la diminution des redevances.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	9,5	14,6	11,7	11,5
Hibernia (kb/j)	19,0	27,1	22,1	28,5
White Rose (kb/j)	3,7	10,6	6,6	11,4
Hebron (kb/j)	15,7	1,8	13,0	0,4
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	1,4	0,5	1,9
	47,9	55,5	53,9	53,7
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	27,7	36,6	34,2	43,8
Golden Eagle (kbep/j)	10,7	17,9	12,4	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	38,4	54,5	46,6	63,4
Libye (kb/j)	3,9	5,2	2,9	4,5
	42,3	59,7	49,5	67,9
Production totale (kbep/j)	90,2	115,2	103,4	121,6
Composition (liquides/gaz) (%)	99/1	98/2	99/1	97/3
Total des volumes de ventes (kbep/j)	83,1	104,8	102,8	120,8

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 47 900 bep/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 55 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre la déplétion naturelle des actifs, ce recul est attribuable à un arrêt de production temporaire survenu aux installations de la Société sur la côte Est du Canada par suite d'une violente tempête pendant le trimestre, recul qui a été partiellement contrebalancé par l'ajout de la production provenant de Hebron, qui s'est établie en moyenne à 15 700 b/j, nets pour la Société, pour le trimestre. L'arrêt de la production du champ White Rose s'est prolongé en 2019, puis la production a repris en partie à la fin de janvier 2019.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 42 300 bep/j, en comparaison de 59 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une interruption imprévue à Buzzard, laquelle avait été résolue à la fin du quatrième trimestre, et de la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Les volumes de ventes du secteur E&P ont diminué pour s'établir à 83 100 bep/j au quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 104 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production et d'une accumulation plus importante des stocks sur la côte Est du Canada liée au calendrier des ventes acheminées par navire.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	73,48	79,19	87,82	69,14
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	0,44	1,94	1,77
E&P International (\$/bep)	82,30	74,49	86,77	65,46

Les prix obtenus pour la production d'E&P Canada ont diminué au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des prix peu favorables obtenus lors de la vente des produits acheminés par navire par rapport au prix de référence moyen du brut Brent, lequel s'est apprécié depuis le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul a été partiellement contrebalancé par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P International ont augmenté au quatrième trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison 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 quatrième trimestre de 2018 ont été inférieures à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la baisse des prix obtenus et du fléchissement de la production sur la côte Est du Canada.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au quatrième 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, ainsi que par la hausse des coûts à Terra Nova et à Golden Eagle qui a résulté de l'exécution de travaux de maintenance planifiés.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du quatrième trimestre de 2018 a diminué par rapport à celle du quatrième trimestre de 2017, en raison principalement de la diminution globale des volumes de production, partiellement contrebalancée par l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée au projet Hebron pour un trimestre entier.

Les frais de prospection du quatrième trimestre de 2018 ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des coûts de prospection liés au forage du puits d'exploration Cassidy situé dans la portion norvégienne de la mer du Nord et visé par le permis relatif au projet Oda.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas exécuter de travaux de maintenance d'envergure au cours du premier trimestre de 2019.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

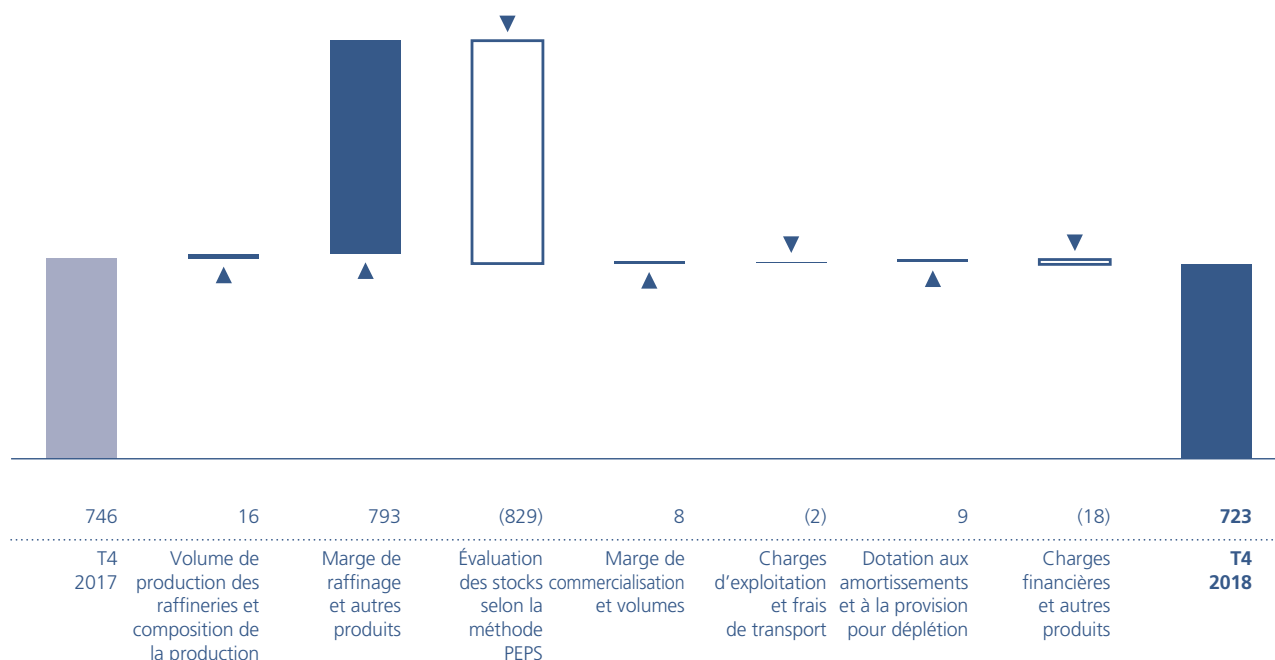
(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Produits d'exploitation ¹⁾	5 651	5 362	23 724	19 704
Résultat net	723	886	3 153	2 658
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence de l'ajustement du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	(140)	—	(140)
Profit sur cession importante ³⁾	—	—	—	(354)
Résultat d'exploitation ³⁾	723	746	3 153	2 164
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	826	935	3 794	2 841

1) Les chiffres du trimestre et de la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 document.

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



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

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 723 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018, en comparaison de 746 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à la perte liée à la méthode PEPS attribuable à l'importante baisse des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés qui a été enregistrée au cours du trimestre, partiellement contrebalancée par l'amélioration des marges de raffinage qui a découlé principalement de l'élargissement des écarts de prix du brut et par le débit record de traitement du brut.

À l'échelle de la Société, la perte liée à la méthode PEPS a été partiellement contrebalancée par la réalisation d'un profit intersectoriel lié à la consommation de charges d'alimentation internes en pétrole brut pour les actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, ce qui a donné lieu à une perte nette découlant de l'évaluation des stocks de 384 M\$ pour le trimestre, et par l'incidence favorable de l'élargissement des écarts de prix du brut, qui a toutefois été partiellement neutralisée par la diminution des prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères.

Volumes

	2018	Trimestres clos les 31 décembre 2017	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre 2017	2018	2017
Pétrole brut traité (kb/j)					
Est de l'Amérique du Nord	221,0	188,7	208,1	206,4	
Ouest de l'Amérique du Nord	246,9	243,7	222,7	234,8	
Total	467,9	432,4	430,8	441,2	
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)					
Est de l'Amérique du Nord	100	85	94	93	
Ouest de l'Amérique du Nord	103	102	93	98	
Total	101	94	93	96	
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Essence	245,6	246,8	245,6	242,9	
Distillat	209,7	200,9	203,4	199,3	
Autres	75,3	79,1	78,4	88,3	
Total	530,6	526,8	527,4	530,5	
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	41,50	31,95	34,50	24,20	
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	5,45	5,25	5,35	5,05	

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 document.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 467 900 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui représente un nouveau record trimestriel, tandis qu'il s'était établi à 432 400 b/j au quatrième trimestre de 2017, au cours duquel la raffinerie de Montréal avait subi les contrecoups d'une panne d'électricité survenue aux installations d'un tiers. Toutes les raffineries de la Société ont enregistré un taux de fiabilité élevé au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation de 101 %, en comparaison de 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 530 600 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui avoisine celles de 526 800 b/j enregistrées pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration du débit de traitement du brut par les raffineries et de la forte demande de produits.

Prix et marges

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

- Le contexte commercial s'est révélé favorable dans l'ensemble grâce à l'élargissement considérable des écarts de prix du brut et de l'affaiblissement du dollar canadien, partiellement contrebalancés par la diminution des marges de craquage de référence.

- Au quatrième trimestre de 2018, les résultats du secteur R&C ont été touchés de manière importante par l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS¹⁾, en raison de la baisse marquée des prix des charges d'alimentation du brut. L'ajustement au titre de l'évaluation selon la méthode PEPS s'est traduite par un ajustement négatif du résultat d'exploitation de 649 M\$ après impôt pour le trimestre écoulé, comparativement à un ajustement favorable de 180 M\$ après impôt pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence défavorable de 829 M\$ d'un trimestre à l'autre. À l'échelle de la Société, la perte liée à la méthode PEPS a été partiellement contrebalancée par la réalisation d'un profit intersectoriel lié à la consommation de charges d'alimentation internes en pétrole brut pour les actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, ce qui a donné lieu à une perte nette découlant de l'évaluation des stocks de 384 M\$.

Les marges brutes de commercialisation ont été plus élevées au quatrième 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.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du quatrième trimestre de 2018 ont été comparables à ceux inscrits au quatrième trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait que le produit de rémunération fondée sur des actions a contrebalancé l'augmentation des coûts variables liés aux marchandises et aux travaux de maintenance des raffineries de la Société ainsi que l'augmentation des frais de transport qui a découlé de la hausse des volumes de ventes.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a mené à bien 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 premier trimestre de 2019.

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 document.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Résultat net	(495)	(391)	(1 521)	59
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	637	91	989	(702)
(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⁾	—	(2)	—	20
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	—	18	—	28
Incidence de l'ajustement du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	2	—	2
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	—	—	(83)
Résultat d'exploitation ⁵⁾	142	(282)	(532)	(676)
Énergie renouvelable	—	(1)	—	(4)
Négociation de l'énergie	55	(15)	92	(62)
Siège social	(178)	(184)	(876)	(528)
Réalisation (élimination) de profit intersectoriel	265	(82)	252	(82)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ⁵⁾	213	(130)	(361)	(165)

- 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 et des taux de change à long terme.
- 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) Au quatrième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé un ajustement net de l'impôt différé de 124 M\$ lié à la réforme fiscale aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés, qui est passé de 35 % à 21 %. Le produit d'impôt différé net de 124 M\$ se compose d'un produit de 140 M\$ pour le secteur R&C, d'une charge de 14 M\$ pour le secteur E&P et d'une charge de 2 M\$ pour les activités de négociation de l'énergie de la Société.
- 4) Profit après impôt de 83 M\$ lié à la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.
- 5) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	55	60	183	255

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

Le secteur de l'énergie renouvelable n'a inscrit aucun bénéfice d'exploitation au quatrième trimestre de 2018, tandis qu'il avait inscrit une perte d'exploitation de 1 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 55 M\$ au quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 15 M\$ au quatrième 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 178 M\$ au quatrième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 184 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse de la perte d'exploitation est

attribuable à la comptabilisation d'un produit de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie et à une hausse du profit de change lié aux activités d'exploitation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution considérable des intérêts incorporés à l'actif qui a suivi la mise en service des grands projets de croissance Forth Hills et Hebron de la Société. Au quatrième trimestre de 2018, Suncor a incorporé une tranche de 28 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 177 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Réalisation (élimination) de profit intersectoriel

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2018, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 265 M\$, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 82 M\$ au quatrième trimestre de 2017. Ce profit intersectoriel, conjugué à la perte liée à la méthode PEPS comptabilisée par le secteur R&C, s'est traduit par une perte nette découlant de l'évaluation des stocks de 384 M\$ après impôt. La réalisation d'un profit différé au quatrième trimestre de 2018 s'explique par la diminution des prix de référence dans le secteur Sables pétrolifères, les charges d'alimentation à forte marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ayant été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à plus faible marge, ce qui a donné lieu à une libération nette de profit à l'échelle de la Société.

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 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Sables pétrolifères	663	1 160	3 546	5 059
Exploration et production	285	193	946	824
Raffinage et commercialisation	189	249	856	634
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	10	19	58	34
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 147	1 621	5 406	6 551
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(28)	(177)	(156)	(729)
	1 119	1 444	5 250	5 822

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le			Période de 12 mois close le		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	31 décembre 2018 Total	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	31 décembre 2018 Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	366	4	370	1 820	32	1 852
<i>Activités in situ</i>	81	6	87	351	26	377
<i>Fort Hills</i>	91	15	106	250	365	615
<i>Syncrude</i>	86	—	86	583	3	586
Exploration et production	3	268	271	11	898	909
Raffinage et commercialisation	187	—	187	853	—	853
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	12	—	12	58	—	58
	826	293	1 119	3 926	1 324	5 250

- 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 à la réglementation, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur E&P, ou iv) à maintenir les niveaux de production actuels 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 quatrième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,119 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif), en comparaison de 1,444 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est principalement attribuable à la diminution des dépenses de croissance qui a suivi la mise en service des grands projets de croissance de la Société, à savoir Fort Hills et Hebron. Les dépenses en immobilisations de maintien du quatrième trimestre de 2018 ont été comparables à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'activité du quatrième 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 370 M\$ au quatrième trimestre de 2018. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien liées au programme de travaux de maintenance d'envergure planifiés de la Société, notamment l'achèvement 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 quatrième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 87 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 quatrième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 106 M\$, dont la majeure partie représente des dépenses en immobilisations de maintien axées sur la mise en valeur de la mine et des installations de gestion des résidus miniers en vue de soutenir les activités en cours.

Syncrude

Pour le quatrième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Syncrude ont totalisé 86 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.

Exploration et production

Pour le quatrième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 271 M\$ et ont porté principalement sur les projets de croissance, notamment les travaux de forage de développement portant sur Hebron, Hibernia, White Rose et Buzzard et la poursuite des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et des projets Oda et Fenja en Norvège. Les travaux de mise en valeur du projet Oda ont progressé plus vite que prévu, les premiers barils de pétrole étant maintenant attendus au deuxième trimestre de 2019 plutôt qu'au troisième trimestre de 2019, comme il était prévu initialement.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 187 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités, aux améliorations des activités de vente au détail 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 12 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	
	2018	31 décembre 2017
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	8,2	8,6
Compte tenu des projets majeurs en cours	8,0	6,7
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,5	1,4
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	6,4	6,5
Base des fonds provenant de l'exploitation ²⁾⁴⁾	14,1	11,2

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 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 document.
- 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 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,6 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et 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 pour s'établir à 2,221 G\$ au 31 décembre 2018, 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. La diminution du solde de trésorerie de la Société reflète également 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 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 31 décembre 2018, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 8 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 3,608 G\$ au 31 décembre 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 31 décembre 2018, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,3 % (25,6 % au 31 décembre 2017). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Dette à court terme	3 231	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	229	71
Dette à long terme	13 890	13 372
Dette totale	17 350	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 221	2 672
Dette nette	15 129	12 907
Capitaux propres	44 005	45 383
Dette totale majorée des capitaux propres	61 355	60 962
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,3	25,6

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2018	Période de 12 mois close le 31 décembre 2018
Dette totale à l'ouverture de la période	16 677	15 579
Diminution nette de la dette à long terme	(132)	(186)
Augmentation de la dette à court terme	117	866
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	688	1 091
Dette totale au 31 décembre 2018	17 350	17 350
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2018	2 221	2 221
Dette nette au 31 décembre 2018	15 129	15 129

La dette totale de la Société a augmenté au quatrième trimestre de 2018, en raison de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 septembre 2018 et d'une hausse de la dette à court terme, partiellement contrebalancées par le rachat anticipé des billets de premier rang à 7,75 % de 83 M\$ US de la Société dont l'échéance initiale était en 2019 (les « billets de 2019 ») et par les versements de principal effectués au titre des obligations de la Société découlant de contrats de location-financement au quatrième trimestre de 2018.

Pour l'exercice 2018, la dette totale de la Société a augmenté, en raison de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2017 et d'une hausse globale de la dette à court terme. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le rachat anticipé de billets de 2019 totalisant 83 M\$ US et 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.

Les billets de 2019 ont été initialement acquis dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited en 2016 et ont été rachetés dans le cadre des mesures visant à réduire la dette mises en place par la Société. Le montant total du capital des billets de 2019 en cours a été réduit à 140 M\$ US par suite du rachat.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 décembre 2018
Actions ordinaires	1 584 484
Options sur actions ordinaires – exerçables	15 374
Options sur actions ordinaires – non exerçables	13 561

Au 1^{er} février 2019, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 579 892 920 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 28 833 117. 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 quatrième trimestre de 2018, la Société a racheté et annulé 26 725 575 actions ordinaires au prix moyen de 43,61 \$ l'action, pour une contrepartie de 1,166 G\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 18 712 919 actions ordinaires au prix moyen de 44,57 \$ l'action, pour une contrepartie de 835 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	26 726	18 713	64 426	33 153
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	43,61	44,57	47,38	42,61
Coût du rachat d'actions	1 166	835	3 053	1 413

À la suite de l'approbation par le conseil d'administration d'accroître la valeur de l'offre publique de rachat pour la porter à 3,0 G\$ au troisième trimestre de 2018, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de modifier son offre publique de rachat en date du 19 novembre 2018. L'avis prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées aux fins d'annulation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019, qui représentait auparavant environ 3 % des actions ordinaires et en circulation de Suncor au 30 avril 2018, pour le porter à environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 30 avril 2018.

Entre le 4 mai 2018 et le 1^{er} février 2019, Suncor a racheté sur le marché libre, aux termes de l'offre publique de rachat, des actions ordinaires d'une valeur d'environ 2,82 G\$. Aux termes de l'offre publique de rachat (dans sa version modifiée), Suncor a convenu qu'elle ne rachèterait pas plus de 81 695 830 actions ordinaires, dont une tranche de 59 455 123 avaient déjà été rachetées entre le 4 mai 2018 et le 1^{er} février 2019. Les porteurs de titres de Suncor peuvent obtenir gratuitement un exemplaire de l'avis en communiquant avec la Société. Après la clôture du quatrième trimestre de 2018, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un programme de rachat d'actions supplémentaire d'un montant maximal de 2,0 G\$.

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 pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 daté du 1^{er} mars 2018 (le « 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 815 M\$ (montant non actualisé) au cours de la période de 12 mois close le 31 décembre 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, d'un contrat d'approvisionnement en matériel à long terme 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'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, notamment l'élargissement des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme 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)	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2	628,4	413,6	590,6
Exploration et production	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2	111,5	125,5	134,5
	831,0	743,8	661,7	689,4	736,4	739,9	539,1	725,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 561	10 847	10 327	8 807	9 000	7 963	7 231	7 787
Autres produits (pertes)	384	16	101	(57)	41	43	16	25
	8 945	10 863	10 428	8 750	9 041	8 006	7 247	7 812
Résultat net	(280)	1 812	972	789	1 382	1 289	435	1 352
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,18)	1,12	0,60	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,18)	1,11	0,59	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81
Résultat d'exploitation¹⁾	580	1 557	1 190	985	1 310	867	199	812
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,36	0,96	0,73	0,60	0,79	0,52	0,12	0,49
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 007	3 139	2 862	2 164	3 016	2 472	1 627	2 024
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,26	1,94	1,75	1,32	1,83	1,49	0,98	1,21
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 040	4 370	2 446	724	2 755	2 912	1 671	1 628
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,90	2,70	1,50	0,44	1,67	1,75	1,00	0,98
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	8,0	9,7	8,3	6,5	6,7	5,5	4,9	3,5
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	8,2	10,4	9,5	7,8	8,6	7,0	6,2	4,4
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(637)	195	(218)	(329)	(91)	412	278	103
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32	0,32	0,32	0,32
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	38,13	49,98	53,50	44,49	46,15	43,73	37,89	40,83
Bourse de New York (\$ US)	27,97	38,69	40,68	34,54	36,72	35,05	29,20	30,75

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

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	58,85	69,50	67,90	62,90	55,40	48,20	48,30	51,85
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	67,80	75,25	74,40	66,80	61,40	52,50	49,85	53,75
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	4,35	10,20	12,40	7,70	9,60	6,30	5,80	9,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	42,70	82,10	80,95	72,45	69,30	57,05	62,30	64,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	19,50	47,35	48,65	38,60	43,10	38,25	37,20	37,30
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	39,35	22,15	19,25	24,30	12,30	9,95	11,10	14,55
Condensat à Edmonton	\$ US/b	45,30	66,82	68,50	63,15	57,95	47,60	48,45	52,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,60	1,19	1,20	1,77	1,70	1,45	2,80	2,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	55,55	54,45	56,00	34,95	22,35	24,55	19,30	22,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	16,20	19,65	20,65	15,50	19,40	22,35	16,35	12,55
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	13,35	19,05	18,30	12,85	20,20	19,25	14,40	11,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	21,60	21,40	27,90	20,35	22,10	26,80	21,25	18,45
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,10	18,85	20,25	15,55	18,25	21,45	16,80	14,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,77	0,79	0,79	0,80	0,74	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,73	0,77	0,76	0,78	0,80	0,80	0,77	0,75

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

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2017 de Suncor ainsi qu'à la note 3 de ses états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de 12 mois clos le 31 décembre 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 12 mois clos le 31 décembre 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\$.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

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

- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence après impôt de l'utilisation de la méthode PEPS d'évaluation des stocks par le secteur R&C et de l'incidence du report ou de la réalisation d'un profit ou d'une perte sur les ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères aux raffineries de Suncor, éléments qui représentent, dans les deux cas, des ajustements découlant de l'évaluation des stocks.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des 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 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	2017
Ajustements du résultat net		
Résultat net	3 293	4 458
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	989	(702)
Charge d'intérêts nette	541	158
	A	4 823
Capital investi – début de la période de 12 mois		3 914
Dette nette	12 907	14 414
Capitaux propres	45 383	44 630
	58 290	59 044
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	15 129	12 907
Capitaux propres	44 005	45 383
	59 134	58 290
Capital moyen investi	B	60 347
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	8,0
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	12 901
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B – C)	8,6

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 être touchées par, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, 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 les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion ou du rapport aux actionnaires trimestriel, selon le cas, pour le trimestre visé.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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	(393)	670	(115)	217	723	886	(495)	(391)	(280)	1 382
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 019	1 055	199	219	184	196	17	18	1 419	1 488
Impôt sur le résultat différé	89	181	3	5	(51)	(161)	119	78	160	103
Augmentation des passifs	53	49	12	12	2	2	—	—	67	63
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	688	74	688	74
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(74)	2	—	—	(15)	9	(59)	5	(148)	16
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs	(1)	(46)	253	—	(2)	(2)	—	—	250	(48)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	3	26	3	26
Rémunération fondée sur des actions	(22)	34	(3)	4	(10)	17	(53)	61	(88)	116
Frais de prospection	—	—	11	—	—	—	—	—	11	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(91)	(76)	(8)	(15)	(5)	(7)	—	—	(104)	(98)
Autres	21	(89)	15	(11)	—	(5)	(7)	(1)	29	(106)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	601	1 780	367	431	826	935	213	(130)	2 007	3 016
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie									1 033	(261)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									3 040	2 755

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (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	853	1 009	808	732	3 153	2 658	(1 521)	59	3 293	4 458
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	4 024	3 782	967	1 028	683	685	64	106	5 738	5 601
Impôt sur le résultat différé	351	170	(112)	(113)	39	(138)	162	330	440	249
Augmentation des passifs	209	195	48	45	7	7	2	—	266	247
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	1 090	(771)	1 090	(771)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(61)	2	—	—	(20)	9	(98)	117	(179)	128
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs	(108)	(50)	91	—	(7)	(354)	—	(70)	(24)	(474)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	3	51	3	51
Rémunération fondée sur des actions	(28)	(3)	(5)	6	(19)	4	(65)	24	(117)	31
Frais de prospection	—	—	11	41	—	—	—	—	11	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(428)	(305)	(23)	(31)	(17)	(17)	(1)	—	(469)	(353)
Autres	58	(62)	84	17	(25)	(13)	3	(11)	120	(69)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	4 870	4 738	1 869	1 725	3 794	2 841	(361)	(165)	10 172	9 139
Diminution (augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									408	(173)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									10 580	8 966

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 de Suncor.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2018	2017	2018	2017
Fonds provenant de l'exploitation	2 007	3 016	10 172	9 139
Dépenses de maintien et dividendes	(1 413)	(1 344)	(6 310)	(5 083)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	594	1 672	3 862	4 056

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités menées à Syncrude et à Fort Hills, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités menées à Fort Hills, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. La marge de raffinage est calculée en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont tous 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 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 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 695	1 807	7 068	5 692
Autres produits (pertes)	41	(13)	21	73
Marge non liée au raffinage	180	(394)	(1 250)	(1 546)
Marge de raffinage	1 916	1 400	5 839	4 219
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 145	43 801	169 138	174 461
Marge de raffinage (\$/b)	41,50	31,95	34,50	24,20
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	522	532	1 979	1 950
Coûts non liés au raffinage	(272)	(303)	(1 078)	(1 068)
Charges d'exploitation de raffinage	250	229	901	882
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 145	43 801	169 138	174 461
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,45	5,25	5,35	5,05

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

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

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	baril	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour		
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole		
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour		
		<u>Contexte financier et commercial</u>	
GJ	gigajoule	T4	Trimestre clos le 31 décembre
		WTI	West Texas Intermediate
		WCS	Western Canadian Select
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	MSW	Mélange non corrosif mixte
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	CUM	Cumul depuis le début de l'exercice
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		

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 », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion », « priorité », « stratégie » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- la priorité qu'accorde Suncor à la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations ainsi qu'à la sécurité et à la fiabilité des activités d'exploitation dans tous les secteurs, et la conviction que, grâce à son modèle intégré et aux investissements axés sur la valeur réalisés à l'interne, Suncor est bien placée pour continuer à accroître sa production et ses flux de trésorerie et pour rehausser la valeur redistribuée à ses actionnaires dans un large éventail de conditions de marché;
- l'intégration en aval, qui demeure un élément essentiel de la stratégie de Suncor;
- les attentes quant au projet Oda, notamment le fait que les premiers barils de pétrole sont attendus pour le deuxième trimestre de 2019;
- les attentes quant au projet d'interconnexion des pipelines entre le site Mildred Lake de Syncrude et l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, notamment le fait que ces pipelines permettront de transporter du bitume et du gasoil entre les deux installations, ce qui se traduira par une flexibilité opérationnelle accrue et un meilleur taux de fiabilité et d'utilisation, et les attentes selon lesquelles les pipelines devraient être mis en service d'ici la fin de 2020, sous réserve des modalités commerciales définitives et de l'approbation des autorités de réglementation;
- les énoncés concernant le programme de rachat d'actions de Suncor, y compris l'attente selon laquelle le programme de rachat de 3,0 G\$ en vigueur prendra fin d'ici la fin de février 2019, et la capacité de Suncor à continuer de générer des flux de trésorerie et de redistribuer de la valeur aux actionnaires;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison des travaux de construction de plateformes de puits;
- les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,6 G\$, et le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le programme de dépenses en immobilisations et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et 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;
- l'engagement de la Société à réduire sa dette;

- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; 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 document, et dans le rapport de gestion annuel de 2017 et la notice annuelle datée du 1^{er} mars 2018 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 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	8 561	8 973	38 542	31 954
Autres produits (note 5)	384	41	444	125
	8 945	9 014	38 986	32 079
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	3 329	2 773	14 133	11 121
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 696	2 422	10 573	9 188
Transport	362	242	1 319	997
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 419	1 488	5 738	5 601
Prospection	49	26	122	104
Perte (profit) à l'échange et à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	250	(47)	(24)	(602)
Charges financières (produits financiers) (note 7)	952	225	2 142	(246)
	9 057	7 129	34 003	26 163
(Perte) bénéfice avant impôt	(112)	1 885	4 983	5 916
Charge d'impôt sur le résultat				
Exigible	8	400	1 250	1 209
Différé	160	103	440	249
	168	503	1 690	1 458
(Perte) bénéfice net	(280)	1 382	3 293	4 458
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	168	8	267	(198)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
(Perte) gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	(109)	(22)	103	31
Autres éléments du résultat global	59	(14)	370	(167)
Résultat global	(221)	1 368	3 663	4 291
Par action ordinaire (en dollars) (note 9)				
Résultat net – de base	(0,18)	0,84	2,03	2,68
Résultat net – dilué	(0,18)	0,84	2,02	2,68
Dividendes en trésorerie	0,36	0,32	1,44	1,28

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 221	2 672
Créances	3 206	3 281
Stocks	3 159	3 468
Impôt sur le résultat à recouvrer	114	156
Total de l'actif courant	8 700	9 577
Immobilisations corporelles, montant net	74 245	73 493
Prospection et évaluation	2 319	2 052
Autres actifs (note 18)	1 126	1 211
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 061	3 061
Actifs d'impôt différé	128	100
Total de l'actif	89 579	89 494
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	3 231	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	229	71
Dettes et charges à payer	5 647	6 203
Tranche courante des provisions	667	722
Impôt à payer	535	425
Total du passif courant	10 309	9 557
Dette à long terme	13 890	13 372
Autres passifs non courants (notes 11 et 15)	2 346	2 412
Provisions (note 12)	6 984	7 237
Impôt sur le résultat différé	12 045	11 533
Capitaux propres	44 005	45 383
Total du passif et des capitaux propres	89 579	89 494

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes	
	2018	31 décembre 2017	2018	les 31 décembre 2017
Activités d'exploitation				
(Perte) bénéfice net	(280)	1 382	3 293	4 458
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 419	1 488	5 738	5 601
Charge d'impôt différé	160	103	440	249
Charge de désactualisation	67	63	266	247
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	688	74	1 090	(771)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(148)	16	(179)	128
Perte (profit) à l'échange et à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	250	(48)	(24)	(474)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 7)	3	26	3	51
Rémunération fondée sur des actions	(88)	116	(117)	31
Prospection	11	—	11	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(104)	(98)	(469)	(353)
Autres	29	(106)	120	(69)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	1 033	(261)	408	(173)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 040	2 755	10 580	8 966
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 147)	(1 621)	(5 406)	(6 551)
Acquisitions (notes 16, 17 et 18)	(25)	(308)	(1 230)	(308)
Produit de la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	32	80	84	1 611
Autres placements (note 18)	(54)	(24)	(170)	(38)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(265)	339	25	267
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 459)	(1 534)	(6 697)	(5 019)
Activités de financement				
Augmentation nette de la dette à court terme	117	56	866	981
Diminution nette de la dette à long terme	(132)	(1 515)	(186)	(3 283)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 7)	—	905	—	905
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	4	123	286	228
Rachat d'actions ordinaires (note 10)	(1 166)	(835)	(3 053)	(1 413)
(Distribution liée à) produit de la cession d'une participation ne donnant pas le contrôle	(2)	483	(6)	483
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(574)	(526)	(2 333)	(2 124)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 753)	(1 309)	(4 426)	(4 223)
(Diminution) de la trésorerie et de ses équivalents	(172)	(88)	(543)	(276)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	61	3	92	(68)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 332	2 757	2 672	3 016
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 221	2 672	2 221	2 672
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	299	332	800	941
Impôt sur le résultat (reçu) payé	(17)	283	645	557

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	—	—	—	4 458	4 458	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(198)	—	(198)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 19 \$	—	—	—	31	31	—
Résultat global	—	—	(198)	4 489	4 291	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	297	(69)	—	—	228	6 223
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(536)	—	—	(877)	(1 413)	(33 154)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(97)	—	—	(180)	(277)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	48	—	—	48	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 124)	(2 124)	—
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Bénéfice net	—	—	—	3 293	3 293	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	267	—	267	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 39 \$	—	—	—	103	103	—
Résultat global	—	—	267	3 396	3 663	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	358	(73)	—	—	285	7 927
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(1 040)	—	—	(2 013)	(3 053)	(64 426)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 10)	(14)	—	—	28	14	—
Rémunération fondée sur des actions	—	46	—	—	46	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 333)	(2 333)	—
31 décembre 2018	25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

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

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 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 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 31 décembre 2017	Période de 12 mois close le 31 décembre 2017
	IFRS 15	
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	(27)	(97)
Charges		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(13)	(57)
Transport	(14)	(40)
Résultat net	—	—
Résultat global	—	—

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

IFRS 16 *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 de l'exemption facultative relative aux contrats de location à court terme. La Société a terminé l'implantation d'une solution informatique, notamment le téléchargement des données relatives aux contrats de location identifiés comme tels dans son système. Tous les contrats ont été passés en revue, de nouveaux processus d'affaires ont été conçus et des contrôles internes ont été mis en place.

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. 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 comptabilisera un montant supplémentaire d'environ 1,8 G\$ relativement aux obligations locatives et aux actifs au titre du droit d'utilisation, au 1^{er} janvier 2019, sous réserve de la finalisation de son évaluation.

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 dépréciation, 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, des frais de vente et frais généraux, de la charge liée aux achats de pétrole brut et de produits ainsi que des frais de transport. Selon les contrats de location 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, des frais de vente et frais généraux, de la charge liée aux 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.

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 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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	2 368	3 059	771	949	5 618	5 325	10	15	8 767	9 348
Produits intersectoriels	781	1 089	—	—	33	37	(814)	(1 126)	—	—
Moins les redevances	(67)	(175)	(139)	(200)	—	—	—	—	(206)	(375)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 082	3 973	632	749	5 651	5 362	(804)	(1 111)	8 561	8 973
Autres produits (pertes)	280	61	(3)	8	41	(13)	66	(15)	384	41
	3 362	4 034	629	757	5 692	5 349	(738)	(1 126)	8 945	9 014
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	515	233	—	—	3 956	3 555	(1 142)	(1 015)	3 329	2 773
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 996	1 616	154	101	522	532	24	173	2 696	2 422
Transport	319	201	19	20	41	29	(17)	(8)	362	242
Dotations aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 019	1 055	199	219	184	196	17	18	1 419	1 488
Prospection	14	6	35	20	—	—	—	—	49	26
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs	(1)	(46)	253	—	(2)	(1)	—	—	250	(47)
Charges financières (produits financiers)	102	55	17	14	(2)	3	835	153	952	225
	3 964	3 120	677	374	4 699	4 314	(283)	(679)	9 057	7 129
(Perte) bénéfique avant impôt	(602)	914	(48)	383	993	1 035	(455)	(447)	(112)	1 885
(Produit) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	(298)	63	64	161	321	310	(79)	(134)	8	400
Différé	89	181	3	5	(51)	(161)	119	78	160	103
	(209)	244	67	166	270	149	40	(56)	168	503
(Perte) bénéfique net	(393)	670	(115)	217	723	886	(495)	(391)	(280)	1 382
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	663	1 160	285	193	189	249	10	19	1 147	1 621

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (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	12 039	9 723	3 869	3 487	23 655	19 612	29	63	39 592	32 885
Produits intersectoriels	3 704	3 551	—	—	69	92	(3 773)	(3 643)	—	—
Moins les redevances	(398)	(355)	(652)	(576)	—	—	—	—	(1 050)	(931)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	15 345	12 919	3 217	2 911	23 724	19 704	(3 744)	(3 580)	38 542	31 954
Autres produits (pertes)	288	86	(71)	(14)	21	73	206	(20)	444	125
	15 633	13 005	3 146	2 897	23 745	19 777	(3 538)	(3 600)	38 986	32 079
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 563	623	—	—	16 656	14 011	(4 086)	(3 513)	14 133	11 121
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	7 570	6 257	503	422	1 979	1 950	521	559	10 573	9 188
Transport	1 144	827	85	86	137	110	(47)	(26)	1 319	997
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	4 024	3 782	967	1 028	683	685	64	106	5 738	5 601
Prospection	44	15	78	89	—	—	—	—	122	104
(Profit) perte à l'échange et à la cession d'actifs	(108)	(50)	91	—	(7)	(455)	—	(97)	(24)	(602)
Charges financières (produits financiers)	320	180	46	36	7	15	1 769	(477)	2 142	(246)
	14 557	11 634	1 770	1 661	19 455	16 316	(1 779)	(3 448)	34 003	26 163
Bénéfice (perte) avant impôt	1 076	1 371	1 376	1 236	4 290	3 461	(1 759)	(152)	4 983	5 916
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	(128)	192	680	617	1 098	941	(400)	(541)	1 250	1 209
Différé	351	170	(112)	(113)	39	(138)	162	330	440	249
	223	362	568	504	1 137	803	(238)	(211)	1 690	1 458
Bénéfice (perte) net	853	1 009	808	732	3 153	2 658	(1 521)	59	3 293	4 458
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	3 546	5 059	946	824	856	634	58	34	5 406	6 551

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Activités de négociation de l'énergie				
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net	38	(19)	129	(37)
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	24	7	13	(39)
Activités de gestion des risques ¹⁾	216	(51)	126	(19)
Produit financier et produit d'intérêts	19	22	34	162
Produit d'assurance ²⁾	87	76	120	76
Variation de la valeur des engagements relatifs aux pipelines et autres	—	6	22	(18)
	384	41	444	125

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

2) Les chiffres pour 2018 tiennent compte du produit d'une assurance contre les pertes d'exploitation et les dommages matériels visant Syncrude et ceux pour 2017, d'un produit d'assurance contre les dommages matériels visant Syncrude, dans les deux cas, dans le secteur Sables pétrolifères.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Le tableau ci-dessous résume la charge (le produit) 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 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	7	46	48
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	(96)	110	181	334
	(88)	117	227	382

7. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Intérêts sur la dette	224	241	897	945
Intérêts incorporés à l'actif	(28)	(177)	(156)	(729)
Charge d'intérêts	196	64	741	216
Intérêts sur le passif au titre du partenariat (note 15)	14	5	56	5
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	13	14	56	58
Charge de désactualisation	67	63	266	247
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	688	74	1 090	(771)
Écarts de change et autres	(29)	(21)	(70)	(52)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	3	26	3	113
Profit réalisé sur les couvertures de change	—	—	—	(62)
	952	225	2 142	(246)

Au cours du quatrième trimestre de 2018, la Société a remboursé par anticipation une tranche de 83 M\$ US (valeur comptable de 109 M\$) de la dette d'une filiale qui avait été reprise dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (COS), portant intérêt au taux de 7,75 % et dont l'échéance initiale était le 15 mai 2019, pour 88 M\$ US (116 M\$). Le remboursement anticipé comprenait des intérêts cumulés de 3 M\$ US (4 M\$), ce qui a donné lieu à une perte sur extinction de dette de 3 M\$ (2 M\$ après impôt).

Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a remboursé par anticipation ses billets non garantis de premier rang de 600 M\$ US (valeur comptable de 771 M\$) portant intérêt au taux de 6,05 % et dont l'échéance initiale était le 15 mai 2018, pour 614 M\$ US (788 M\$), dont des intérêts cumulés de 3 M\$ US (4 M\$). La Société a aussi remboursé par anticipation ses billets à moyen terme de série 4 non garantis de premier rang de 700 M\$ portant intérêt au taux de 5,80 % et dont l'échéance initiale était le 22 mai 2018, pour 715 M\$, dont des intérêts cumulés de 3 M\$. La Société a réalisé une perte sur extinction de dette globale de 26 M\$ (18 M\$ après impôt).

Au cours du quatrième trimestre de 2017, la Société a émis des billets non garantis de premier rang d'un capital de 750 M\$ US, échéant le 15 novembre 2047. Les billets portent intérêt au taux de 4,00 % et leur prix a été fixé à 99,498 \$ le billet, pour un taux effectif de 4,029 %.

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 américain 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 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
(Perte) bénéfice net	(280)	1 382	3 293	4 458
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	—	—	(1)
(Perte) bénéfice net – dilué	(280)	1 382	3 293	4 457
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 599	1 650	1 623	1 661
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	4	5	6	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 603	1 655	1 629	1 665
(en dollars par action ordinaire)				
(Perte) bénéfice de base par action	(0,18)	0,84	2,03	2,68
(Perte) bénéfice dilué par action	(0,18)	0,84	2,02	2,68

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 la période de 12 mois close le 31 décembre 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 ordinaires 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 était autorisée à racheter 52 285 330 de ses actions ordinaires entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. Le 14 novembre 2018, Suncor a annoncé une modification de l'offre publique de rachat de 2018, prenant effet le 19 novembre 2018, permettant à la Société d'augmenter le nombre total maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 à 81 695 830.

Au cours du quatrième trimestre de 2018, la Société a racheté 26,7 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2018 au prix moyen de 43,61 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 1,166 G\$.

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 12 mois closes les	
	2018	31 décembre 2017	2018	31 décembre 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	26 726	18 713	64 426	33 154
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	431	303	1 040	536
Résultats non distribués	735	532	2 013	877
Coût des rachats d'actions	1 166	835	3 053	1 413

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

(en millions de dollars)	31 décembre 2018	31 décembre 2017
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	111	97
Résultats non distribués	152	180
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	263	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 31 décembre 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 au cours de l'exercice	(43)	(47)	(90)
Profits latents comptabilisés en résultat net pour l'exercice (note 5)	129	126	255
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2018	1	59	60

b) Hiérarchie des justes valeurs

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2018, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	63	152	—	215
Dettes	(43)	(112)	—	(155)
	20	40	—	60

Au cours du quatrième 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.

Instruments financiers non dérivés

Au 31 décembre 2018, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,9 G\$ (12,1 G\$ au 31 décembre 2017) et sa juste valeur, à 14,2 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 31 décembre 2018, la valeur comptable de ce passif comptabilisé au coût amorti s'établissait à 477 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 226 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 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 4,20 % (3,70 % au 31 décembre 2017), à la cession des propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique et au règlement des passifs. Cette diminution a été en partie neutralisée par l'acquisition de la participation de 5 % de Mocal Energy Limited dans Sycrude et par des dommages supplémentaires au cours de l'exercice.

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\$ en trésorerie. La quote-part de Suncor dans le projet Syncrude a ainsi été portée à 58,74 %.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. La répartition du prix d'achat est fondée sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et passifs de Syncrude au 23 février 2018. 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 270 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 7 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 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 39,66 G\$ et un bénéfice net consolidé de 3,30 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 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. (« Canbriam ») (société gazière privée). La participation a été comptabilisée initialement à 277 M\$ selon la méthode de la mise en équivalence. Par suite du transfert d'actifs, Suncor a initialement comptabilisé un profit de 162 M\$ dans le secteur Exploration et production, après déduction d'une tranche du profit de la valeur de la participation. Au quatrième trimestre de 2018, après avoir fait une évaluation prospective des prix des marchandises et des flux de trésorerie nets, la Société a réduit la valeur de sa participation dans Canbriam, comptabilisant pour l'exercice une perte nette de 90 M\$ après impôt. La valeur comptable résiduelle de la participation de la Société dans Canbriam est nulle.

19. ÉVÉNEMENT POSTÉRIEUR À LA DATE DE CLÔTURE

Après la fin de l'exercice, la Société a reçu un produit lié aux instruments d'atténuation des risques de 300 M\$ relativement à ses actifs en Libye (environ 260 M\$ après impôt). Le produit pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui dépend de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de la Société en Libye.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	31 déc. 2018	Trimestres clos les			31 déc. 2017	Périodes de 12 mois closes les	
		30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018		31 déc. 2018	31 déc. 2017
Sables pétrolifères							
Production totale (kb/j)	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2	628,6	563,7
Activités du secteur Sables pétrolifères							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	273,4	330,1	237,9	279,4	324,9	280,3	317,7
Bitume non valorisé	159,3	146,0	121,0	125,4	121,9	138,0	111,7
Production du secteur Sables pétrolifères	432,7	476,1	358,9	404,8	446,8	418,3	429,4
Production de bitume (kb/j)							
Production minière	278,3	323,4	195,4	241,6	296,7	258,8	305,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	197,2	211,0	201,9	205,8	208,5	204,0	181,5
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	37,0	37,1	34,4	35,1	28,3	36,0	31,1
Total de la production de bitume	512,5	571,5	431,7	482,5	533,5	498,8	518,0
Ventes (kb/j)							
Brut léger peu sulfureux	110,2	129,5	59,6	84,2	95,5	96,1	107,9
Diesel	27,6	34,7	32,4	20,4	21,1	28,8	27,5
Brut léger sulfureux	150,7	162,8	159,0	178,2	214,4	162,6	183,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	288,5	327,0	251,0	282,8	331,0	287,5	319,0
Bitume non valorisé	172,0	131,4	113,7	118,2	130,7	134,0	110,6
Ventes	460,5	458,4	364,7	401,0	461,7	421,5	429,6
Charges d'exploitation décaissées – moyennes^{1)B)} (\$/b)*							
Charges décaissées	22,80	21,05	27,45	25,05	22,55	23,85	21,95
Gaz naturel	1,70	0,95	1,20	1,80	1,65	1,40	1,85
	24,50	22,00	28,65	26,85	24,20	25,25	23,80
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement^{1)B)C)} (\$/b)							
Charges décaissées	23,65	20,35	32,15	26,50	22,70	25,20	20,00
Gaz naturel	0,35	0,15	0,30	0,65	0,45	0,35	0,45
	24,00	20,50	32,45	27,15	23,15	25,55	20,45
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement^{1)B)} (\$/b)							
Charges décaissées	5,75	6,20	6,10	6,55	6,20	6,15	7,35
Gaz naturel	2,55	1,85	1,80	3,00	2,65	2,30	3,15
	8,30	8,05	7,90	9,55	8,85	8,45	10,50

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

C) Les charges d'exploitation décaissées par baril de la production minière de bitume 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)

	31 déc. 2018	Trimestres clos les				31 déc. 2017	Périodes de 12 mois closes les	
		30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2018		31 déc. 2017	
Sables pétrolières								
Fort Hills								
Production de bitume (kb/j)	98,5	69,4	70,9	29,8	—	67,4	—	
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	(5,2)	—	(1,3)	—	
Total de la production de bitume de Fort Hills	98,5	69,4	70,9	24,6	—	66,1	—	
Ventes de bitume (kb/j)	94,6	61,6	64,0	8,1	—	57,3	—	
Charges d'exploitation décaissées^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	23,85	32,55	27,60	50,45	—	30,00	—	
Gaz naturel	1,00	0,90	0,95	3,20	—	1,20	—	
	24,85	33,45	28,55	53,65	—	31,20	—	
Syncrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	209,6	106,2	117,8	142,3	174,4	144,2	134,3	
Production de bitume (kb/j)	240,7	130,9	142,7	173,3	207,5	172,0	163,6	
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	206,3	107,2	119,9	138,2	177,1	143,0	132,9	
Charges d'exploitation décaissées^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	30,85	62,80	53,80	49,25	31,75	46,15	42,50	
Gaz naturel	0,90	1,05	2,45	1,50	1,05	1,10	1,55	
	31,75	63,85	56,25	50,75	32,80	47,25	44,05	

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)B)D)}	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Bitume (\$/b)							
Prix moyen obtenu	7,96	42,03	47,08	33,55	42,80	30,22	38,32
Redevances	(0,06)	(3,20)	(3,27)	(0,90)	(1,02)	(1,70)	(0,71)
Frais de transport	(5,53)	(5,41)	(4,24)	(5,98)	(3,06)	(5,52)	(4,85)
Charges d'exploitation nettes	(7,61)	(7,01)	(7,37)	(8,75)	(7,61)	(7,68)	(9,59)
Revenus d'exploitation nets	(5,24)	26,41	32,20	17,92	31,11	15,32	23,17
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)							
Prix moyen obtenu	46,07	86,71	85,06	74,65	70,55	73,07	65,28
Redevances	(0,91)	(2,70)	(2,60)	(0,56)	(1,14)	(1,63)	(0,98)
Frais de transport	(3,63)	(3,76)	(5,06)	(4,14)	(3,87)	(4,10)	(3,81)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(23,72)	(20,49)	(27,52)	(25,33)	(21,70)	(24,04)	(21,08)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(6,49)	(5,03)	(8,13)	(6,05)	(4,90)	(6,32)	(4,97)
Revenus d'exploitation nets	11,32	54,73	41,75	38,57	38,94	36,98	34,44
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)							
Prix moyen obtenu	31,84	73,90	73,21	62,54	62,69	59,46	58,34
Redevances	(0,59)	(2,84)	(2,81)	(0,66)	(1,11)	(1,70)	(0,91)
Frais de transport	(4,34)	(4,23)	(4,80)	(4,68)	(3,64)	(4,55)	(4,08)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(21,78)	(20,21)	(26,83)	(24,71)	(21,23)	(23,15)	(21,82)
Revenus d'exploitation nets	5,13	46,62	38,77	32,49	36,71	30,06	31,53
Fort Hills (\$/b)							
Prix moyen obtenu	30,57	64,33	60,81	40,58	—	48,48	—
Redevances	(1,41)	(3,07)	(0,73)	(1,54)	—	(1,67)	—
Frais de transport	(10,31)	(10,90)	(8,95)	(8,10)	—	(10,01)	—
Charges d'exploitation nettes – bitume	(28,79)	(30,69)	(22,73)	(106,07)	—	(30,32)	—
Revenus d'exploitation nets	(9,94)	19,67	28,40	(75,13)	—	6,48	—
Syncrude (\$/b)							
Prix moyen obtenu	48,07	89,50	86,73	77,33	73,64	70,68	66,59
Redevances	(1,53)	(2,49)	(2,41)	(1,57)	(7,94)	(1,90)	(4,32)
Frais de transport	(0,36)	(0,70)	(0,57)	(0,48)	(0,36)	(0,49)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(28,33)	(62,61)	(52,27)	(45,30)	(28,81)	(43,81)	(39,46)
Revenus d'exploitation nets	17,85	23,70	31,48	29,98	36,53	24,48	22,27

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

	31 déc. 2018	Trimestres clos les			31 déc. 2017	Périodes de 12 mois closes les	
		30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018		31 déc. 2018	31 déc. 2017
Exploration et production							
Total des volumes de ventes (kbep/j)	83,1	96,5	110,2	121,9	104,8	102,8	120,8
Production totale (kbep/j)	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2	103,4	121,6
Volumes de production							
Exploration et production – Canada							
<i>Côte Est du Canada</i>							
Terra Nova (kb/j)	9,5	8,6	13,6	15,4	14,6	11,7	11,5
Hibernia (kb/j)	19,0	17,9	25,5	26,1	27,1	22,1	28,5
White Rose (kb/j)	3,7	8,0	6,0	8,8	10,6	6,6	11,4
Hebron (kb/j)	15,7	14,4	13,5	8,2	1,8	13,0	0,4
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	—	—	—	2,0	1,4	0,5	1,9
	47,9	48,9	58,6	60,5	55,5	53,9	53,7
Exploration et production – International							
Buzzard (kbep/j)	27,7	29,6	39,4	40,4	36,6	34,2	43,8
Golden Eagle (kbep/j)	10,7	12,0	12,6	14,3	17,9	12,4	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	38,4	41,6	52,0	54,7	54,5	46,6	63,4
Libye (kb/j) ³⁾	3,9	1,6	3,5	2,5	5,2	2,9	4,5
	42,3	43,2	55,5	57,2	59,7	49,5	67,9
Revenus nets^{B)D)}							
<i>Côte Est du Canada (\$/b)</i>							
Prix moyen obtenu	76,19	99,50	97,30	84,63	81,49	90,04	71,06
Redevances	(5,04)	(18,75)	(13,02)	(14,34)	(13,21)	(13,31)	(14,26)
Frais de transport	(2,71)	(2,28)	(2,24)	(1,84)	(2,27)	(2,22)	(1,90)
Charges d'exploitation	(23,71)	(16,06)	(11,21)	(9,70)	(11,16)	(14,43)	(11,24)
Revenus d'exploitation nets	44,73	62,41	70,83	58,75	54,85	60,08	43,66
<i>Royaume-Uni (\$/bep)</i>							
Prix moyen obtenu	85,31	94,28	93,88	83,22	76,46	89,10	67,25
Frais de transport	(2,14)	(2,22)	(2,20)	(2,14)	(1,80)	(2,18)	(1,81)
Charges d'exploitation	(8,94)	(6,04)	(5,39)	(5,36)	(5,89)	(6,27)	(4,62)
Revenus d'exploitation nets	74,23	86,02	86,29	75,72	68,77	80,65	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)

	Trimestres clos les				31 déc. 2017	Périodes de 12 mois closes les	
	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018		31 déc. 2018	31 déc. 2017
Raffinage et commercialisation							
Ventes de produits raffinés (kb/j)	530,6	565,5	500,0	512,9	526,8	527,4	530,5
Pétrole brut traité (kb/j)	467,9	457,2	344,1	453,5	432,4	430,8	441,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	101	99	74	98	94	93	96
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)E)}	41,50	34,45	30,25	30,50	31,95	34,50	24,20
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,45	5,00	6,25	4,90	5,25	5,35	5,05
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	117,8	122,0	117,8	113,6	121,1	117,8	117,5
Distillat	100,2	96,7	93,4	81,8	89,2	95,8	86,8
Total des ventes de carburants de transport	218,0	218,7	211,2	195,4	210,3	213,6	204,3
Produits pétrochimiques	10,3	9,0	11,8	14,1	10,5	11,3	12,2
Asphalte	15,2	20,5	13,3	13,1	15,8	15,5	16,8
Autres	25,7	26,5	25,9	36,6	31,4	26,0	33,4
Total des ventes de produits raffinés	269,2	274,7	262,2	259,2	268,0	266,4	266,7
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	221,0	211,6	182,0	217,8	188,7	208,1	206,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	100	95	82	98	85	94	93
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	127,8	139,0	124,2	120,1	125,7	127,8	125,4
Distillat	109,5	121,0	88,3	109,9	111,7	107,6	112,5
Total des ventes de carburants de transport	237,3	260,0	212,5	230,0	237,4	235,4	237,9
Asphalte	11,3	16,1	14,3	11,3	9,3	13,3	12,3
Autres	12,8	14,7	11,0	12,4	12,1	12,3	13,6
Total des ventes de produits raffinés	261,4	290,8	237,8	253,7	258,8	261,0	263,8
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	246,9	245,6	162,1	235,7	243,7	222,7	234,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	103	102	68	98	102	93	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 une mesure hors PCGR, et elles 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 31 décembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	405	1 326	1 731	508	940	(30)	3 149
Autres produits (pertes)	—	76	76	111	93	—	280
Achats de pétrole brut et de produits	(267)	(16)	(283)	(218)	(14)	—	(515)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(12)	(164)	(176)	(136)	(93)		
Montant brut réalisé	126	1 222	1 348	265	926		
Redevances	(1)	(24)	(25)	(12)	(30)	—	(67)
Frais de transport	(88)	(116)	(204)	(106)	(9)	—	(319)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	20	20	16	2		
Frais de transport nets	(88)	(96)	(184)	(90)	(7)	—	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(167)	(949)	(1 116)	(291)	(619)	30	(1 996)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	47	147	194	41	73		
Charges d'exploitation nettes	(120)	(802)	(922)	(250)	(546)		
Marge (perte) brute	(83)	300	217	(87)	343		
Volumes de ventes (kb)	15 825	26 545	42 370	8 706	19 286		
Revenus d'exploitation nets par baril	(5,24)	11,32	5,13	(9,94)	17,85		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	729	2 696	3 425	532	884	(26)	4 815
Autres (pertes) produits	—	(8)	(8)	(2)	4	—	(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		

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

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		

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 409	8 002	10 411	1 675	3 765	(108)	15 743
Autres (pertes) produits	(2)	57	55	97	136	—	288
Achats de pétrole brut et de produits	(893)	(79)	(972)	(555)	(48)	12	(1 563)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(36)	(306)	(342)	(203)	(133)		
Montant brut réalisé	1 478	7 674	9 152	1 014	3 720		
Redevances	(84)	(179)	(263)	(35)	(100)	—	(398)
Frais de transport	(261)	(542)	(803)	(297)	(44)	—	(1 144)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	113	113	87	18		
Frais de transport nets	(261)	(429)	(690)	(210)	(26)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(526)	(3 790)	(4 316)	(832)	(2 523)	101	(7 570)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	153	604	757	197	226		
Charges d'exploitation nettes	(373)	(3 186)	(3 559)	(635)	(2 297)		
Marge brute	760	3 880	4 640	134	1 297		
Volumes de ventes (kb)	48 903	104 916	153 819	20 927	52 583		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,32	36,98	30,06	6,48	24,48		

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

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

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		

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

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

	Trimestres clos les				Périodes de 12 mois closes les		
	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	619	635	608	661	536	2 523	2 195
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(7)	(11)	(5)	(10)	(10)	(33)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	612	624	603	651	526	2 490	2 158
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	19 286	9 769	10 718	12 810	16 049	52 583	49 022
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	31,75	63,85	56,25	50,75	32,80	47,25	44,05

A) Les périodes antérieures ont été retraitées en raison de l'adoption d'IFRS 15 (voir la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires) 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 Exploration et production ^{B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	301	286	184	771
Redevances	—	(19)	(120)	(139)
Frais de transport	(8)	(10)	(1)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(39)	(101)	(14)	(154)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	8	12		
Montant brut réalisé	262	168		
Volumes de ventes (kbep)	3 531	3 758		
Revenus d'exploitation nets par baril	74,23	44,73		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	361	488	100	949
Redevances	—	(91)	(74)	(165)
Frais de transport	(8)	(12)	—	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(27)	(90)	(8)	(125)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	3	11		
Montant brut réalisé	329	306		
Volumes de ventes (kbep)	3 827	4 905		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,02	62,41		

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 (kbep)	4 728	4 973		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,29	70,83		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION ^(suite)

(non audité)

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

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 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 (kbep)	4 920	5 647		
Revenus d'exploitation nets par baril	75,72	58,75		

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 la période de 12 mois close le 31 décembre 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 515	1 736	618	3 869
Redevances	—	(257)	(395)	(652)
Frais de transport	(37)	(43)	(5)	(85)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(129)	(328)	(46)	(503)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	23	50		
Montant brut réalisé	1 372	1 158		
Volumes de ventes (kbep)	17 006	19 283		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,65	60,08		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION ^(suite)

(non audité)

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

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

Pour la période de 12 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 12 mois closes les	
	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	31 déc. 2018	31 déc. 2017
Marge brute ¹¹⁾	1 695	1 972	1 628	1 773	1 807	7 068	5 692
Autres produits (pertes)	41	1	(14)	(7)	(13)	21	73
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	180	(407)	(610)	(413)	(394)	(1 250)	(1 546)
Marge de raffinage ^{E)}	1 916	1 566	1 004	1 353	1 400	5 839	4 219
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	46 145	45 465	33 165	44 363	43 801	169 138	174 461
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)E)}	41,50	34,45	30,25	30,50	31,95	34,50	24,20
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	444	—	(96)	(11)	(139)	337	(96)
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{E)}	2 360	1 566	908	1 342	1 261	6 176	4 123
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{E)}	51,15	34,45	27,40	30,25	28,75	36,50	23,65
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	522	499	478	480	532	1 979	1 950
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(272)	(272)	(272)	(262)	(303)	(1 078)	(1 068)
Charges d'exploitation de raffinage	250	227	206	218	229	901	882
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	46 145	45 465	33 165	44 363	43 801	169 138	174 461
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	5,45	5,00	6,25	4,90	5,25	5,35	5,05

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

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 une mesure hors PCGR, et elles 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 pétrolières, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les revenus nets, ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR »). Suncor utilise ces informations pour analyser la performance des activités, le niveau d'endettement et la liquidité et les présente car les investisseurs pourraient les trouver utiles pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières 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 » de chacun des rapports trimestriels. Les revenus nets sont définis ci-dessous et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » de chacun des rapports trimestriels. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le présent rapport trimestriel.

Revenus nets du secteur Sables pétrolières

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolières sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction des produits bruts et des barils vendus, et sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétrolières, 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 pétrolières 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 produits et aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur E&P pour évaluer la rentabilité des actifs selon l'emplacement et en fonction des barils vendus.

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières (y compris pour les activités *in situ* et les activités minières) et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent aux volumes de ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Depuis 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolières, 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 pétrolières et du bitume de Fort Hills est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits qui sont exclus par l'ajustement lié aux frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible aux termes des engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 8) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement attribuables à la production de Syncrude.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye.
- 10) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 11) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 12) Reflète la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, 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 du secteur Sables pétrolières, de Fort Hills et de Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables entre elles et aux mesures semblables calculées par d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les entités et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

b	– baril
b/j	– barils par jour
kb	– milliers de barils
kb/j	– milliers de barils par jour
bep	– barils équivalent pétrole
bep/j	– barils équivalent pétrole par jour
kbep/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