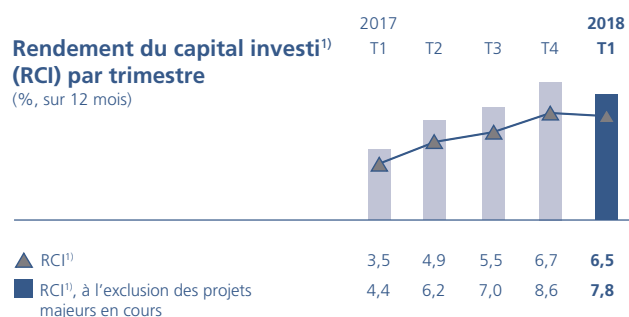
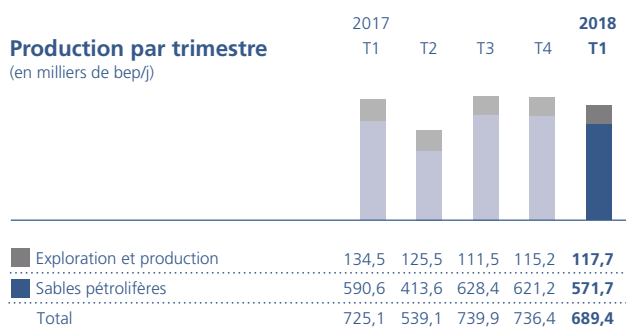
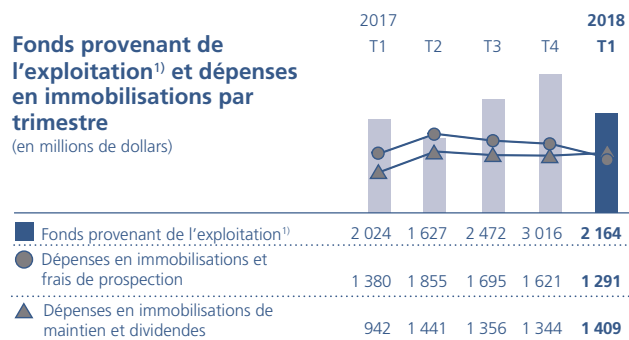
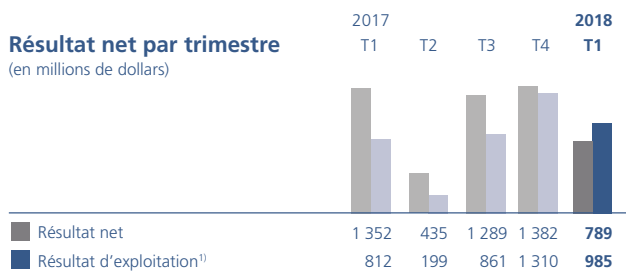


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE PREMIER TRIMESTRE DE 2018

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée en fonction des droits. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor daté du 1^{er} mai 2018 (le « rapport de gestion »). Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans le projet Fort Hills et les activités de Syncrude.

« La valeur de notre modèle intégré a occupé le premier plan au cours du trimestre, les excellents résultats financiers de nos actifs en aval et de nos actifs extracôtiers ayant contribué à atténuer l'incidence de la baisse de production du secteur Sables pétrolifères, et nos raffineries ayant été en mesure de recouvrer pleinement la valeur perdue en raison des écarts de prix défavorables du brut lourd dans le secteur Sables pétrolifères, a indiqué Steve Williams, président et chef de la direction. La solidité de notre bilan nous a permis d'augmenter notre participation dans Syncrude et d'investir davantage dans la mise en valeur de nos actifs extracôtiers. Nous avons aussi augmenté notre dividende et approuvé le renouvellement de notre programme de rachat d'actions, réaffirmant ainsi notre engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,164 G\$ (1,32 \$ par action ordinaire). Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 724 M\$ (0,44 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est monté à 985 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, à 789 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire).
- Le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 98 % et le débit de traitement du brut s'est établi à 453 500 barils par jour (b/j), un sommet historique pour un premier trimestre.
- La production de Fort Hills s'est établie en moyenne à 29 800 b/j, y compris la production de mousse de bitume expédiée au secteur Sables pétrolifères – Activités de base; le deuxième des trois trains d'extraction sera mis en service à la fin du trimestre et le rythme d'accélération de la production est plus rapide que prévu.
- À Hebron, la production s'est établie en moyenne à 8 200 b/j et elle continue d'augmenter plus rapidement que prévu.
- La production trimestrielle en amont a atteint 689 400 barils équivalent pétrole par jour (bep/j).
- Au cours du premier trimestre, Suncor a conclu l'acquisition déjà annoncée de la participation de 5 % de Mocal Energy Limited (« Mocal ») dans Syncrude, ce qui représente un ajout de capacité d'environ 17 500 b/j de pétrole brut synthétique peu sulfureux.
- La Société a continué de faire la preuve de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires, par le rachat de 389 M\$ d'actions au cours du premier trimestre et la distribution de 590 M\$ en dividendes.



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

Résultats financiers

Pour le premier trimestre de 2018, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 985 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire), comparativement à 812 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'augmentation d'un trimestre à l'autre est attribuable à une amélioration des prix du pétrole brut, à des marges de raffinage plus élevées, à un taux d'utilisation des raffineries de 98 % ainsi qu'à une solide production *in situ*, facteurs contrebalancés en partie par un accroissement des charges d'exploitation essentiellement attribuable à des coûts de maintenance planifiée et non planifiée plus élevés ainsi qu'à la prise en compte du plein montant des charges d'exploitation de Fort Hills où la production s'accélère. Les résultats du secteur Sables pétrolifères pour la période considérée ont subi l'incidence d'une panne causée par les conditions météorologiques à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base de la Société ainsi que de la capacité réduite d'une conduite d'alimentation en bitume à Syncrude, ces facteurs ayant entraîné une baisse de la production globale du secteur Sables pétrolifères. Les travaux de révision planifiés des installations de valorisation à Syncrude, qui devaient commencer au deuxième trimestre de 2018, ont été devancés au premier trimestre afin d'atténuer l'incidence de la capacité réduite de la conduite d'alimentation en bitume sur la production annuelle.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾, qui se sont établis à 2,164 G\$ (1,32 \$ par action ordinaire), comparativement à 2,024 G\$ (1,21 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2017, ont été déterminés principalement par les mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 724 M\$ pour le premier trimestre de 2018, contre 1,628 G\$ pour le premier trimestre de 2017. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie au premier trimestre de 2018 découlent d'une augmentation des créances qui rend compte d'un contexte de prix à la hausse, de la constitution de stocks importants en vue des travaux de révision ainsi que du paiement de montants d'impôt de 2017 qui avaient été différés.

Le bénéfice net s'est chiffré à 789 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2018, comparativement à 1 352 G\$ (0,81 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier trimestre de 2018 reflète une perte de change latente après impôt de 329 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ lié à l'échange des propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »). Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 103 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 437 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans la centrale éolienne Cedar Point.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 689 400 bep/j pour le premier trimestre de 2018, comparativement à 725 100 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 404 800 b/j au premier trimestre de 2018, contre 448 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux d'utilisation des installations de valorisation a diminué à 80 % au premier trimestre de 2018, contre 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de la production et du taux d'utilisation des installations de valorisation est attribuable à une diminution de la production du secteur Sables pétrolifères – Activités de base découlant d'une panne causée par les conditions météorologiques au début du trimestre, en partie compensée par une solide production *in situ*. Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a repris les activités normales à la fin de février.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, à 26,85 \$ au premier trimestre de 2018, contre 22,55 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, essentiellement en raison de la panne causée par les conditions météorologiques qui a entraîné une baisse de production et d'une augmentation des coûts de maintenance non planifiée. En outre, des coûts de maintenance planifiée accrus ont été engagés en vue des travaux de révision de l'usine de valorisation 1 qui ont commencé au deuxième trimestre de 2018, accroissement qui a été en partie contrebalancé par une baisse des prix du gaz naturel.

La production de bitume à Fort Hills a commencé à la fin de janvier et l'accélération de la production est plus rapide que prévu, la production s'étant établie en moyenne à 29 800 b/j, nets pour Suncor, au premier trimestre de 2018, y compris 5 200 b/j de mousse de bitume traitée par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base. Le deuxième des trois trains d'extraction à Fort Hills a été mis en service à la fin du premier trimestre de 2018, ce qui augmente la capacité de production, et Suncor prévoit atteindre 90 % de la capacité nominale plus tôt que prévu.

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

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 142 300 b/j au premier trimestre de 2018, comparativement à 142 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'incidents imprévus au cours des deux périodes. Le premier trimestre de 2018 s'est ressenti de la capacité réduite d'une conduite d'alimentation en bitume et des travaux de révision des installations de valorisation, lesquels avaient été prévus pour le deuxième trimestre de 2018 mais que Syncrude a dû devancer pour régler le problème concernant la conduite d'alimentation en bitume et réduire au minimum les répercussions sur la production annuelle globale; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la participation directe supplémentaire de 5 % acquise en cours de trimestre. Le premier trimestre de 2017 avait été touché par un incident dans une installation à la fin du trimestre. Les événements de chacun des trimestres se sont traduits par une fiabilité de 71 % des installations de valorisation de Syncrude au premier trimestre de 2018 et de 75 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude au premier trimestre de 2018 se sont établies à 50,75 \$, soit une hausse par rapport à 45,15 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, hausse attribuable à des charges d'exploitation accrues en raison de travaux de maintenance devancés pour l'usine de valorisation et de travaux de maintenance non planifiés visant à régler le problème de capacité réduite d'une conduite d'alimentation en bitume, ainsi qu'à une augmentation des travaux de maintenance préventifs visant à améliorer la fiabilité à long terme; ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 117 700 bep/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 134 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution est surtout attribuable à la déplétion naturelle au Royaume-Uni et sur la côte Est du Canada, en partie compensée par la production accélérée à Hebron, qui s'est établie en moyenne à 8 200 b/j pour le trimestre. Un troisième puits productif a été mis en service à Hebron au début du deuxième trimestre de 2018.

« L'accélération de la production se fait à un rythme plus rapide que prévu tant pour Fort Hills que pour Hebron, a indiqué Steve Williams. La production générée par ces projets de croissance et l'excellent rendement *in situ* ont contribué à atténuer l'incidence des difficultés opérationnelles rencontrées par Syncrude et par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ce dernier étant revenu à une production complète en février. »

Les ventes de produits raffinés et de pétrole brut de la Société ont bénéficié de la hausse des cours de référence dans l'ensemble de la chaîne de valeur intégrée au premier trimestre de 2018, comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour le trimestre clos le 31 mars 2018, l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd sur le bénéfice du secteur Sables pétrolifères a été contrebalancée par la hausse des marges de raffinage pour le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») de la Société. L'augmentation des marges de craquage de raffinage de référence au premier trimestre de 2018 conjuguée à l'élargissement des écarts liés à l'emplacement pour les produits et à l'avantage procuré par la consommation d'un pétrole lourd à faible prix s'est traduite par une augmentation de 38 % des marges réalisées par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le débit de traitement du brut par les raffineries du secteur R&C s'est chiffré à 453 500 b/j au premier trimestre de 2018, soit un sommet historique pour un premier trimestre, comparativement à 429 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'excellente fiabilité de l'ensemble des raffineries de la Société et au fait que le premier trimestre de l'exercice précédent avait subi l'incidence d'une panne d'électricité attribuable à un tiers à la raffinerie de Commerce City. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 98 % au premier trimestre de 2018, comparativement à 93 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et Suncor a continué de constituer des stocks de marchandises, soit près de six millions de barils, pour soutenir les ventes du deuxième trimestre pendant les travaux de révision à venir à Edmonton et à Sarnia.

Mise à jour concernant la stratégie

Le programme de dépenses en immobilisations 2018 de Suncor sera axé sur l'accélération de la cadence de production efficiente de Fort Hills et de Hebron, les deux principaux projets de croissance de Suncor, sur la mise en valeur de projets extracôtiers et sur l'amélioration de la sécurité et de la fiabilité des actifs d'exploitation de la Société.

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

Au premier trimestre de 2018, le total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection s'est établi à 1,214 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif), comparativement à 1,206 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, l'augmentation des dépenses en immobilisations de maintien contrebalançant la baisse des dépenses de croissance liée à la mise en service des principaux projets de croissance que sont Fort Hills et Hebron. L'augmentation des dépenses en immobilisations de maintien pour le premier trimestre de 2018 s'explique essentiellement par un accroissement des activités de maintenance planifiées en 2018. Ces activités comprennent la planification préalable du premier cycle des travaux de révision complets sur cinq ans de l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères, la progression de la révision de l'usine de valorisation de Syncrude, la préparation de la révision des raffineries, ainsi que l'augmentation des dépenses liées au plan de gestion des résidus récemment approuvé de la Société. La Société s'attend à ce que la majeure partie des coûts de révision soient engagés dans les six premiers mois de 2018; elle prévoit aussi que ses dépenses en immobilisations resteront dans la fourchette prévue de 4,5 G\$ à 5,0 G\$ pour l'exercice.

Fort Hills a commencé à produire de la mousse de bitume traité au solvant paraffinique à partir du premier des trois trains d'extraction secondaire, le 27 janvier 2018, et l'accélération de la production en vue d'atteindre la capacité nominale de 194 000 b/j (105 000 b/j, nets pour Suncor) progresse plus rapidement que prévu à la suite de la mise en service du deuxième train d'extraction à la fin du premier trimestre de 2018. Le troisième train d'extraction secondaire devrait être mis en service au cours du deuxième trimestre de 2018. Au cours du premier trimestre, Suncor a également acquis des participations directes supplémentaires dans le projet Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Aux termes de l'entente conclue au quatrième trimestre de 2017, la quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 54,11 % et celle de Teck Resources Limited, à 21,31 %, alors que la quote-part de Total a été ramenée à 24,58 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées ultérieurement conformément aux modalités de l'entente.

Au cours du premier trimestre de 2018, Suncor a conclu la transaction déjà annoncée visant l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal pour une contrepartie d'environ 923 M\$, dont la clôture a eu lieu le 23 février 2018. La participation de Suncor dans la coentreprise Syncrude est désormais de 58,74 %.

À Hebron, la production continue d'augmenter et le deuxième puits de production devrait être mis en service plus tôt que prévu, soit au cours du premier trimestre de 2018. À sa capacité maximale, le projet devrait dégager une production de plus de 30 000 b/j, nets pour Suncor, la cadence de production augmentant graduellement au cours des années suivantes.

Au premier trimestre de 2018, la Société a conclu une entente en vue d'acquérir une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja, au large de la Norvège, la clôture de la transaction étant prévue au deuxième trimestre de 2018. Le projet, qui a reçu l'autorisation du gouvernement, s'inscrit dans la complémentarité stratégique du portefeuille d'actifs extracôtiers de Suncor, qui devrait fournir une croissance rentable dans ce secteur où Suncor possède déjà un savoir-faire, une expertise et des actifs. Les autres activités du secteur E&P au premier trimestre comprenaient les activités de forage de développement à White Rose, à Terra Nova, à Hebron et à Hibernia ainsi que des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

Au cours du premier trimestre de 2018, Suncor a conclu la transaction déjà annoncée avec Canbriam, une société gazière privée, visant l'échange de la totalité des propriétés foncières minières de Suncor dans le nord-est de la Colombie-Britannique et d'une contrepartie de 52 M\$ contre une participation de 37 % dans Canbriam.

« Les acquisitions réalisées au premier trimestre soulignent l'engagement de Suncor à l'égard de nos actifs essentiels et de la croissance rentable, a indiqué Steve Williams. Notre participation accrue dans Syncrude témoigne de notre confiance dans le potentiel à long terme de cet actif et la possibilité de créer une valeur substantielle par l'intégration. »

Au cours du premier trimestre de 2018, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du dividende de 12,5 % et une offre de rachat supplémentaire de 2,0 G\$. Au cours du premier trimestre de 2018, la Société a aussi racheté, aux fins d'annulation, pour 389 M\$ de ses actions, ce qui porte à 1,8 G\$ la valeur totale des actions rachetées à la fin du trimestre.

Rapprochement du bénéfice d'exploitation ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Résultat net	789	1 352
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	329	(103)
Profit sur cessions importantes ²⁾	(133)	(437)
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	985	812

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

2) Profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ pour le secteur E&P lié à l'échange d'actifs avec Canbriam portant sur les propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique au premier trimestre de 2018. Le 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\$ pour le secteur Siège social découlant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions pour l'exercice complet afin de refléter les données moyennes réelles depuis le début de l'exercice quant aux prix réalisés et aux courbes de prix à terme. Le Brent Sullom Voe est passé de 58,00 \$ US à 67,00 \$ US, le WTI à Cushing est passé de 55,00 \$ US à 63,00 \$ US, le WCS à Hardisty est passé de 40,00 \$ US à 41,00 \$ US, la marge de craquage 3-2-1 au Port de New York est passée de 16,00 \$ US à 18,00 \$ US, le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 2,50 \$ US à 1,50 \$ US et le taux de change \$ CA/\$ US est passé de 0,80 à 0,78. En raison de ces révisions, les hypothèses relatives à l'impôt exigible pour l'exercice complet ont augmenté, d'une fourchette de 450 M\$ à 750 M\$ à une fourchette de 1 050 M\$ à 1 350 M\$. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2018, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

La Bourse de Toronto (« TSX ») a accepté l'avis d'intention déposé par Suncor de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») afin de continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat déjà annoncé, par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis prévoit que Suncor peut racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,15 G\$ à compter du 4 mai 2018 et jusqu'au 3 mai 2019.

Le nombre réel d'actions ordinaires pouvant être rachetées et le moment des rachats seront déterminés par Suncor. Suncor estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses actions représente une possibilité d'investissement intéressante et est dans l'intérêt de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'utiliser de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie de croissance à long terme. Entre le 1^{er} mai 2017 et le 30 avril 2018, aux termes de son offre publique de rachat précédente, Suncor a racheté 43 213 523 actions sur le marché libre pour environ 1,85 G\$, au prix moyen pondéré de 42,83 \$ l'action. Dans le cadre de l'offre publique de rachat, Suncor a convenu qu'elle ne rachèterait pas plus que 52 285 330 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation.

Sous réserve de l'exemption relative à l'achat de blocs d'actions dont Suncor peut se prévaloir pour les rachats ordinaires sur le marché dans le cadre de l'offre publique de rachat, Suncor limitera les achats quotidiens de ses actions ordinaires à la TSX à un plafond de 25 % (725 092) du volume quotidien moyen des actions ordinaires de Suncor à la TSX, pour tout jour de bourse. Dans le cadre de l'offre publique de rachat, les achats seront effectués directement sur le marché libre au prix du marché ainsi que par d'autres moyens permis par la TSX et les autorités en valeurs mobilières, y compris des placements privés. Les rachats effectués par placement privé dans le cadre d'une ordonnance d'exemption de l'offre publique de rachat émise par une autorité en valeurs mobilières seront effectués à escompte par rapport au prix du marché en vigueur, comme le prévoit l'ordonnance d'exemption. Pour l'avenir, Suncor pourrait mettre en place un plan de rachat automatique d'actions visant les rachats effectués dans le cadre de l'offre publique de rachat.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 1^{er} mai 2018

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

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

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2018, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et à son rapport de gestion annuel de 2017.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 1^{er} mars 2018 (la « notice annuelle de 2017 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Table des matières

1. Mises en garde	6
2. Faits saillants du premier trimestre	8
3. Information financière consolidée	9
4. Résultats sectoriels et analyse	14
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	27
6. Situation financière et situation de trésorerie	30
7. Données financières trimestrielles	33
8. Autres éléments	35
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	36
10. Abréviations courantes	41
11. Énoncés prospectifs	42

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 de 2017 de Suncor qui sont présentés dans le présent rapport de gestion ont été

retraités conformément à la nouvelle norme, sans que cela n'ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation.

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

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

Mesures financières hors PCGR

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

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU PREMIER TRIMESTRE

• Résultats financiers du premier trimestre

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 789 M\$ pour le premier trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 1,352 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du premier trimestre de 2018 tient compte d'une perte de change latente après impôt de 329 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ lié à l'échange d'actifs avec Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») dans le cadre duquel la Société a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit après impôt de 437 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point, ainsi que d'un profit de change latent après impôt de 103 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- Pour le premier trimestre de 2018, Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 985 M\$, en comparaison de 812 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la hausse du prix du pétrole brut, à l'augmentation des marges de raffinage, au taux d'utilisation de 98 % des raffineries et à l'importante production *in situ*, partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges d'exploitation, qui s'explique principalement par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance et par la prise en compte du plein montant des charges d'exploitation de Fort Hills, qui reflète l'accroissement continu de la cadence de production. La diminution de la production du secteur Sables pétrolifères s'explique par une panne causée par les conditions météorologiques à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, ainsi que par la capacité de transport réduite d'une conduite d'alimentation en bitume à Syncrude, en raison de laquelle les travaux de maintenance planifiés initialement prévus pour le début du deuxième trimestre de 2018 ont été devancés et exécutés au premier trimestre, et ce, afin d'atténuer les répercussions sur la production annuelle. Les taux de production de l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base sont revenus à la normale à la fin de février, après que les bris causés par les conditions météorologiques ont été réparés.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,164 G\$ au premier trimestre de 2018, en comparaison de 2,024 G\$ au premier trimestre de 2017, et ils reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 724 M\$ pour le premier trimestre de 2018, contre 1,628 G\$ pour le premier trimestre de 2017. La variation du fonds de roulement hors trésorerie au premier trimestre de 2018 découle d'une hausse des créances attribuable à l'augmentation des prix, à une accumulation importante des stocks de produits en prévision de travaux de révision d'envergure et du paiement de montants d'impôts de 2017 qui avaient été différés.
- **À Fort Hills, le premier et le deuxième des trois trains d'extraction secondaire ont été mis en service avec succès.** La production du trimestre s'est établie en moyenne à 29 800 b/j, dont 5 200 b/j de mousse de bitume traitée par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base.
- **Accélération de la cadence de production à Hebron.** La production du trimestre s'est établie en moyenne à 8 200 b/j, et le deuxième puits a été mis en service au cours du premier trimestre de 2018, plus tôt que prévu. Un troisième puits de production a été mis en service à Hebron au début du deuxième trimestre de 2018.
- **Le taux d'utilisation moyen des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») s'est établi à 98 % et le débit de traitement du brut a atteint un nouveau record pour un premier trimestre, soit 453 500 b/j.** Grâce à la fiabilité élevée dont ont fait preuve toutes les raffineries de la Société et à l'amélioration des marges de craquage, le secteur R&C a contribué à hauteur de 965 M\$ aux fonds provenant de l'exploitation du trimestre.
- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ liées aux activités *in situ* se sont établies en moyenne à 9,55 \$/b pour le trimestre.** Il s'agit du troisième trimestre d'affilée pour lequel les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* sont inférieures à 10,00 \$ par baril.
- **La Société a acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude auprès de Mocal Energy Limited (« Mocal »).** Cette transaction ajoute une capacité de production de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'environ 17 500 b/j et porte la participation de la Société dans Syncrude à 58,74 %.
- **La Société a acquis une participation en capitaux propres dans Canbriam.** Suncor a conclu avec Canbriam la transaction précédemment annoncée visant l'échange de toutes les propriétés foncières minières de Suncor situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique et une contrepartie de 52 M\$ contre une participation de 37 % dans Canbriam, société gazière privée.

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

- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 590 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 389 M\$ de ses actions en circulation au premier trimestre de 2018.
- **Suncor a approuvé une hausse du dividende et a renouvelé le programme de rachat d'actions.** Au premier trimestre de 2018, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de 12,5 % du dividende trimestriel et a autorisé des rachats d'actions supplémentaires d'une valeur de 2,0 G\$.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Résultat net		
Sables pétrolifères	82	302
Exploration et production	395	172
Raffinage et commercialisation	806	829
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(494)	49
Total	789	1 352
Résultat d'exploitation ¹⁾		
Sables pétrolifères	82	302
Exploration et production	262	172
Raffinage et commercialisation	806	475
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(165)	(137)
Total	985	812
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ¹⁾		
Sables pétrolifères	979	1 109
Exploration et production	502	481
Raffinage et commercialisation	965	575
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(282)	(141)
Total	2 164	2 024
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ²⁾		
Maintien	807	399
Croissance	407	807
Total	1 214	1 206

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires ¹⁾	755	1 082

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

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

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Volumes de production par secteur		
Sables pétrolifères (kb/j)	571,7	590,6
Exploration et production (kbep/j)	117,7	134,5
Total (kbep/b)	689,4	725,1
Composition de la production		
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	93
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	453,5	429,9

Résultat net

La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 789 M\$ pour le premier trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 1,352 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 329 M\$ pour le premier trimestre de 2018, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 103 M\$ pour le premier trimestre de 2017.
- Le résultat net du premier trimestre de 2018 tient compte d'un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ lié à l'échange d'actifs avec Canbriam dans le cadre duquel Suncor a échangé ses propriétés foncières minières dans le nord-est de la Colombie-Britannique.
- Le résultat net du premier trimestre de 2017 tenait compte d'un profit après impôt de 437 M\$ découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et de sa participation dans le parc éolien Cedar Point.

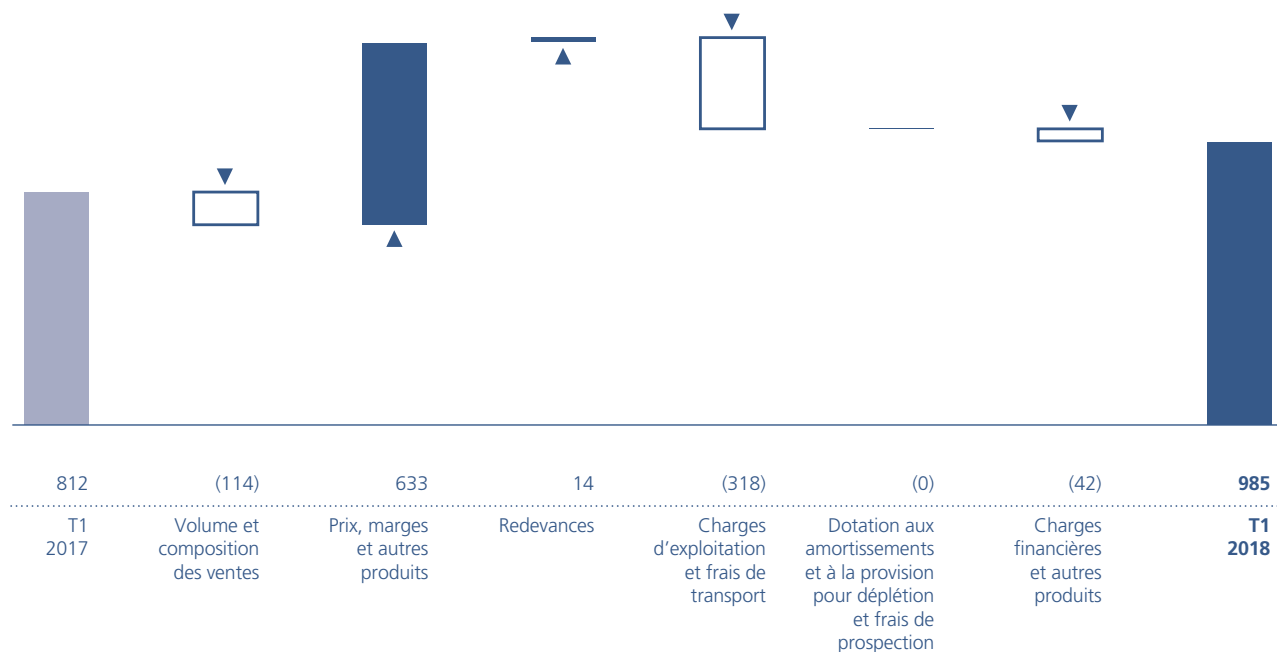
Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Résultat net	789	1 352
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	329	(103)
Profit sur cessions importantes ²⁾	(133)	(437)
Résultat d'exploitation ¹⁾	985	812

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

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

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



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

Pour le premier trimestre de 2018, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 985 M\$, en comparaison de 812 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à la hausse du prix du pétrole brut, à l'augmentation des marges de raffinage, au taux d'utilisation des raffineries de 98 % et à l'importante production *in situ*, partiellement contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation qui a découlé principalement de l'augmentation des coûts de maintenance et de la prise en compte du plein montant des charges d'exploitation de Fort Hills, qui reflète l'accroissement continu de la cadence de production. Les résultats du secteur Sables pétrolifères pour le trimestre écoulé reflètent les répercussions d'une panne causée par les conditions météorologiques à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, de même que de la capacité de transport réduite d'une conduite d'alimentation en bitume à Syncrude. Ces facteurs ont entraîné une diminution de la production totale du secteur Sables pétrolifères.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Sables pétrolifères	22	15
Exploration et production	1	2
Raffinage et commercialisation	12	9
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	47	46
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	82	72

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	
		2018	31 mars 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	62,90	51,85
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	66,80	53,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	7,70	9,05
MSW à Edmonton	\$ CA/b	72,45	64,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	38,60	37,30
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	24,30	14,55
Condensat à Edmonton	\$ US/b	63,15	52,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,05	2,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	34,95	22,40
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,50	12,55
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,85	11,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,35	18,45
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,55	14,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,78	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 reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus au premier trimestre de 2018 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence positive de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 51,85 \$ US/b au premier trimestre de 2017 à 62,90 \$ US/b. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour atteindre 72,45 \$/b, alors qu'il était de 64,25 \$/b au premier trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 38,60 \$ US/b au premier trimestre de 2018, alors qu'il était de 37,30 \$ US/b au premier trimestre de 2017, ce qui représente une augmentation moindre que celle du WTI, en raison de l'incidence de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd découlant de la capacité de transport par pipeline insuffisante à Hardisty.

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

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir en moyenne à 66,80 \$ US/b au premier trimestre de 2018, en comparaison de 53,75 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,05 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2018, en baisse comparativement à 2,70 \$ 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 léger/lourd et peu sulfureux/sulfureux. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir des marges de raffinage plus élevées en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux. Les marges de craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les coûts d'achat réels du brut, de même que la configuration de la raffinerie, la composition de la production et les prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie influent également sur les marges spécifiques à chacune des raffineries.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator (« AESO »), 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 34,95 \$/MWh au premier trimestre de 2018, comparativement à 22,40 \$/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. La majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain au cours du premier trimestre de 2018, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,79 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,76 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au premier trimestre de 2018 par rapport à ceux obtenus au premier 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.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

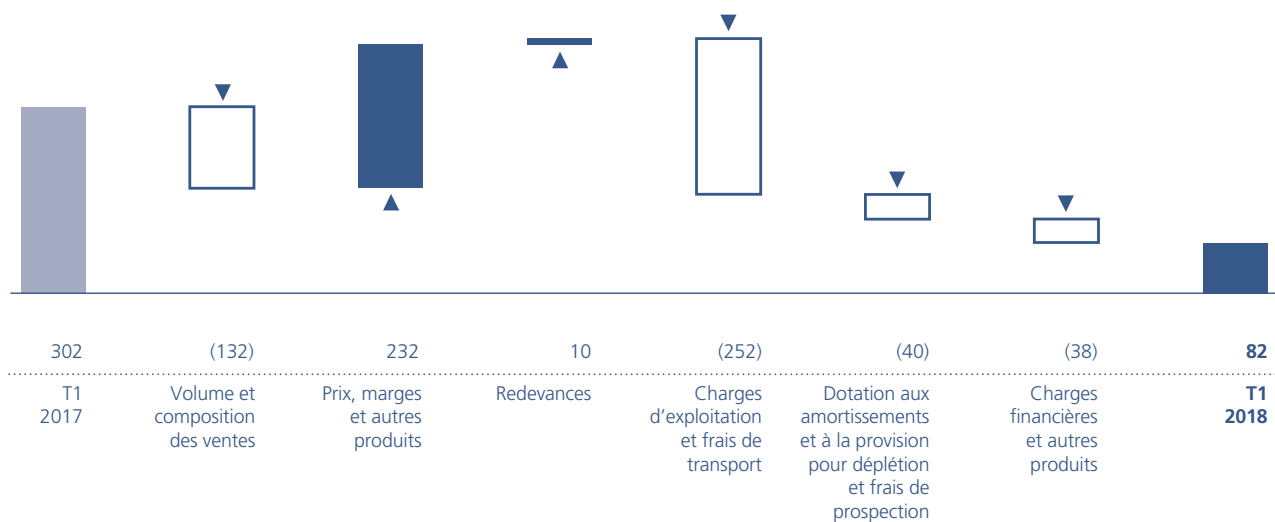
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Produits bruts ¹⁾	3 599	3 323
Moins les redevances	(46)	(61)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 553	3 262
Résultat net	82	302
Résultat d'exploitation ²⁾	82	302
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	979	1 109

- 1) Les chiffres du premier trimestre de 2017 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela n'ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Pour le premier trimestre de 2018, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 82 M\$, en comparaison de 302 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à l'augmentation des coûts de maintenance à Syncrude et dans le secteur Sables pétrolifères, à la prise en compte du plein montant des charges d'exploitation de Fort Hills, qui reflètent l'accroissement continu de la cadence de production, et à la diminution de la production totale par rapport à celle du premier trimestre de 2017. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, par la baisse des redevances et par la production additionnelle qui a résulté de l'acquisition d'une participation supplémentaire dans Syncrude durant le trimestre.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	287,6	339,3
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(8,2)	(6,5)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	279,4	332,8
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	125,4	115,7
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	404,8	448,5
Bitume de Fort Hills	29,8	—
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	(5,2)	—
Total de la production de bitume de Fort Hills	24,6	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	144,6	143,9
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,3)	(1,8)
Total de la production de Syncrude	142,3	142,1
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	571,7	590,6

- 1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, tandis que la production de mousse de bitume de Fort Hills peut être acheminée jusqu'aux installations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base afin d'y être transformée en pétrole brut synthétique. La totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills utilise le diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base aux fins de ses activités minières. Sur les 8 200 b/j de diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, 6 500 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 1 700 b/j, par Fort Hills. Les taux d'utilisation des installations de valorisation présentés ci-dessus ne tiennent pas compte du diesel produit et consommé à l'interne.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 404 800 b/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 448 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à une panne causée par les conditions météorologiques à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, partiellement contrebalancée par la solide production qu'ont continué de dégager les activités *in situ*. En raison de la panne, le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 80 % au premier trimestre de 2018, en comparaison de 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les taux de production de l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base étaient revenus à la normale à la fin de février, une fois les bris causés par les conditions météorologiques réparés.

Par suite de la mise en service réussie des actifs d'extraction secondaire le 27 janvier 2018, la production de bitume du projet Fort Hills a atteint en moyenne 29 800 b/j, dont 5 200 b/j de mousse de bitume traitée et transformée en pétrole brut synthétique par le secteur Sables pétrolifères.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	84,2	124,9
Diesel	20,4	30,3
Pétrole brut synthétique sulfureux	178,2	176,4
Produits valorisés	282,8	331,6
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	118,2	104,9
Sables pétrolifères	401,0	436,5
Bitume de Fort Hills	8,1	—
Syncrude	142,3	142,1
Total	551,4	578,6

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 401 000 b/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 436 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production.

La mise en service des actifs d'extraction secondaire à Fort Hills au premier trimestre de 2018 s'est traduite par des ventes de bitume de 8 100 b/j et par une accumulation des stocks de bitume, alors que se poursuivait l'acheminement de la production initiale vers les marchés.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 142 300 b/j au premier trimestre de 2018, ayant peu varié par rapport à celle de 142 100 b/j du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte des incidents imprévus survenus au cours des deux périodes. Au premier trimestre de 2018, la participation directe supplémentaire acquise durant le trimestre a été contrebalancée par l'incidence de la réduction de la capacité de transport d'une conduite d'alimentation en bitume.

Production de bitume

	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Sables pétrolifères – Activités de base		
Production de bitume (kb/j)	241,6	311,1
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	362,6	469,1
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,66
Production <i>in situ</i>		
Production de bitume – Firebag (kb/j)	205,8	202,8
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	35,1	35,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,0	3,0
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	240,9	238,4
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	482,5	549,5
Fort Hills		
Production de bitume (kb/j)	29,8	—
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	49,7	—
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,60	—
Syncrude		
Production de bitume (kb/j)	173,3	170,0
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	278,2	277,7
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,61
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	685,6	719,5

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a diminué au premier trimestre de 2018 pour s'établir à 482 500 b/j, en comparaison de 549 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la production est principalement attribuable à la panne causée par les conditions météorologiques dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base au début du trimestre, partiellement contrebalancée par la hausse de la production *in situ*, la fiabilité de l'exploitation observée durant la période ayant favorisé la production de Firebag et de MacKay River.

La production de bitume a débuté à Fort Hills au cours de la période, à la suite du démarrage réussi des activités.

La production de bitume de Syncrude pour le premier trimestre de 2018 a été semblable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les incidents imprévus mentionnés ci-dessus qui se sont répercutés sur la production de chacun des deux trimestres. Les répercussions sur la production du premier trimestre de 2018 ont toutefois été contrebalancées par l'augmentation de 5 % de la participation.

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Secteur Sables pétrolifères		
Pétrole brut synthétique et diesel	70,51	62,31
Bitume	27,57	27,32
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	57,86	53,90
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(21,76)	(14,32)
Fort Hills (bitume)	32,48	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	76,85	65,99
Syncrude, par rapport au WTI	(2,77)	(2,23)

1) Les prix obtenus présentés pour le premier 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 n'ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation, ainsi que pour éliminer l'incidence des activités liées à la gestion des risques. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 57,86 \$/b au premier trimestre de 2018, en comparaison de 53,90 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse des cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par la composition des ventes défavorable, par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et du pétrole brut synthétique qui a découlé de la capacité de transport insuffisante à Edmonton et à Hardisty ainsi que par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 32,48 \$ au premier trimestre de 2018, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison principalement des volumes plus grands expédiés sur la côte américaine du golfe du Mexique et de la meilleure qualité du bitume de type paraffinique provenant de Fort Hills, partiellement contrebalancés par la hausse des coûts de transport par baril attribuable à l'augmentation des expéditions sur la côte américaine du golfe du Mexique.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 76,85 \$/b au premier trimestre de 2018, comparativement à 65,99 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique et par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au premier trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse de la production au cours du trimestre écoulé.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au premier trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tel qu'il est décrit plus en détail ci-dessous. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et les coûts non liés à la production.

À Fort Hills, la Société a commencé à engager des charges d'exploitation et des frais de transport, y compris des frais de démarrage liés au projet, à la suite du début des activités au premier trimestre de 2018.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés plus élevés qui ont été engagés en prévision des travaux de révision de l'usine de valorisation 1, lesquels ont débuté au deuxième trimestre de 2018, et d'une hausse des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés à la suite de la panne causée par les conditions météorologiques. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution du prix du gaz naturel.

À Syncrude, les charges d'exploitation ont été plus élevées qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés résultant de la réduction de la capacité de transport d'une conduite d'alimentation en bitume, par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés

découlant de l'exécution anticipée des travaux de révision des installations de valorisation et des travaux de maintenance préventive visant à améliorer la fiabilité à long terme, ainsi que par l'augmentation de la quote-part des charges d'exploitation de Syncrude qui a résulté de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % durant le trimestre. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution du prix du gaz naturel.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et les frais de prospection du premier trimestre de 2018 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2017, en raison de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion initiale comptabilisée à l'égard de Fort Hills et de l'augmentation de la quote-part de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion liée à Syncrude qui a découlé de la participation directe supplémentaire de 5 % acquise durant le trimestre, contrebalancées par la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du secteur Sables pétrolifères.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 31 mars 2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 872	1 553
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 067	970
Coûts non liés à la production ²⁾	(31)	(21)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(66)	(49)
Variations des stocks	12	11
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères	982	911
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	26,85	22,55
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ liées à Fort Hills		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	144	—
Coûts non liés à la production ²⁾	(16)	—
Variations des stocks	16	—
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ liées à Fort Hills	144	—
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ liées à Fort Hills (\$/b)	53,65	—
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	661	583
Coûts non liés à la production ²⁾	(10)	(6)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude	651	577
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude (\$/b)	50,75	45,15

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

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les charges de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche.

3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts 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 pétrolifères se sont établies à 26,85 \$ au premier trimestre de 2018, en comparaison de 22,55 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution de la production et par la hausse des charges d'exploitation. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, passant de 911 M\$ au premier trimestre de 2017 à 982 M\$ au premier trimestre de 2018, la hausse des coûts de maintenance ayant été partiellement contrebalancée par la diminution du prix du gaz naturel.

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

Pour le premier trimestre de 2018, les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères représentent une augmentation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, attribuable à une hausse du prix de l'électricité.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères enregistrées au premier trimestre de 2018 et au premier trimestre de 2017 reflètent dans les deux cas une accumulation semblable des stocks.

Pour le premier trimestre de 2018, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills se sont établies à 53,65 \$/b et reflètent l'incidence importante qu'a eue la prise en compte du plein montant des charges d'exploitation qui reflète l'accroissement continu de la cadence de production. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills devraient diminuer graduellement durant la période d'accélération de la production en 2018.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 50,75 \$ au premier trimestre de 2018, en comparaison de 45,15 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique par la baisse de la production et par la hausse des charges d'exploitation. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 651 M\$, contre 577 M\$ au premier trimestre de 2017, en raison d'une hausse des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés et de la hausse d'environ 24 M\$ de la quote-part des coûts qui a découlé de l'augmentation de la participation.

Travaux de maintenance planifiés

Le 15 mars, Syncrude a entrepris des travaux de révision d'une durée de huit semaines, qui étaient initialement prévus pour avril 2018. L'exécution anticipée des travaux de révision permettra à Syncrude de régler d'autres problèmes occasionnés par la réduction de la capacité de transport d'une conduite d'alimentation en bitume qui est survenue au début du premier trimestre de 2018, en plus de permettre une utilisation plus efficace des ressources et de minimiser les répercussions sur la production annuelle. En avril, la Société a entrepris des travaux de révision d'une durée de six semaines à l'usine de valorisation 1. L'incidence de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

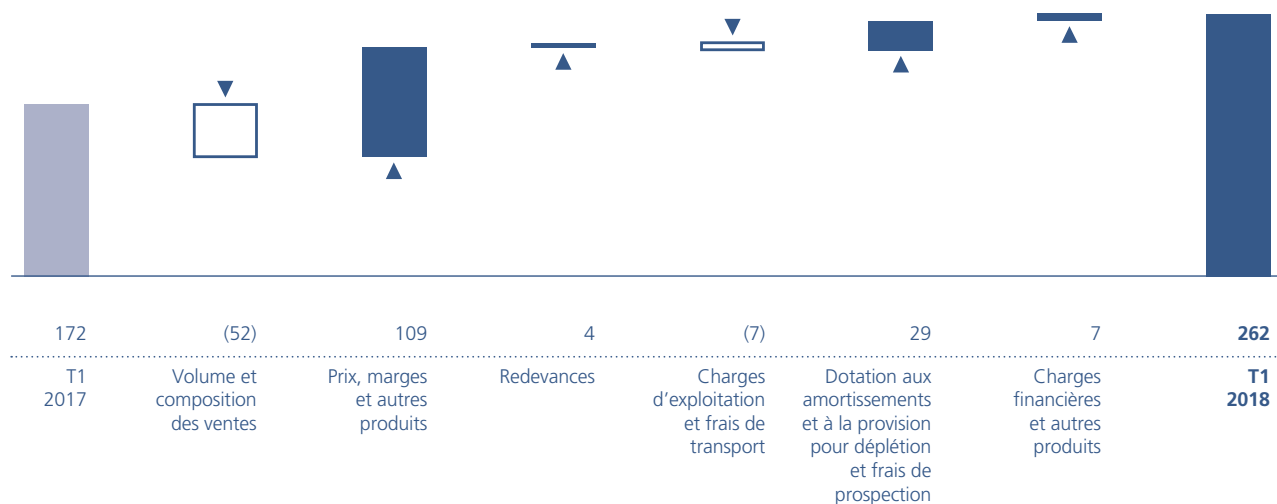
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Produits bruts ¹⁾	938	884
Moins les redevances ¹⁾	(82)	(87)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	856	797
Résultat net	395	172
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs ²⁾	(133)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	262	172
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	502	481

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

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



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

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 262 M\$ au premier trimestre de 2018, en hausse comparativement à celui de 172 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'ajout de la production provenant du projet Hebron, partiellement contrebalancés par la diminution globale des volumes de production.

Volumes de production

	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
E&P Canada		
Terra Nova (kb/j)	15,4	14,7
Hibernia (kb/j)	26,1	30,3
White Rose (kb/j)	8,8	13,1
Hebron (kb/j)	8,2	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,0	2,8
	60,5	60,9
E&P International		
Buzzard (kbep/j)	40,4	49,0
Golden Eagle (kbep/j)	14,3	20,2
Royaume-Uni (kbep/j)	54,7	69,2
Libye (kb/j)	2,5	4,4
	57,2	73,6
Production totale (kbep/j)	117,7	134,5
Composition (liquides/gaz) (%)	97/3	97/3
Total des volumes de ventes (kbep/j)	121,9	136,8

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 60 500 bep/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 60 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse de la production qui a découlé de l'accroissement de la cadence de production du projet de croissance Hebron, où le deuxième puits de production a été mis en service au premier trimestre, a été contrebalancée par la déplétion naturelle à Hibernia et à White Rose.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 57 200 bep/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 73 600 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la déplétion naturelle au Royaume-Uni et de la baisse de la production provenant de la Libye.

Les volumes de ventes du secteur E&P ont diminué pour s'établir à 121 900 bep/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 136 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production.

Prix obtenus

	Trimestres clos les	
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2018	31 mars 2017
Exploration et production		
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	82,78	68,03
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	1,94	2,48
E&P International (\$/bep)	81,01	65,74

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

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le premier trimestre de 2018 ont été semblables à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au premier 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.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du premier trimestre de 2018 a été semblable à celle du premier trimestre de 2017.

Les frais de prospection ont diminué par rapport à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, du fait que les frais de prospection du premier trimestre de 2017 incluaient des frais liés aux travaux de forage exécutés dans le bassin Shelburne au large de la côte Est du Canada.

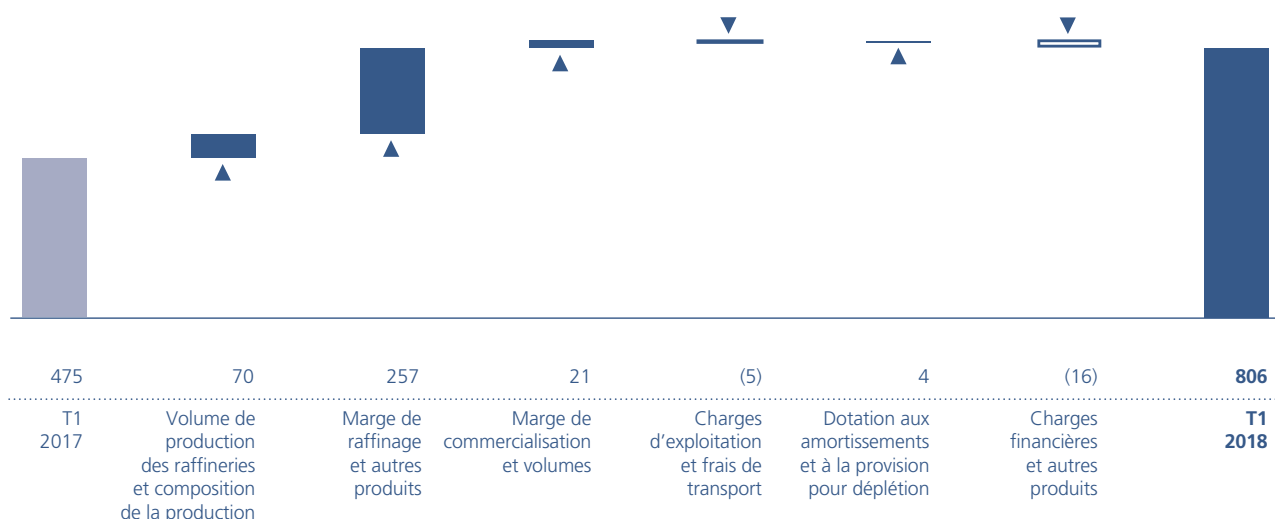
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Produits d'exploitation ¹⁾	5 426	4 580
Résultat net	806	829
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Profit sur cession importante ²⁾	—	(354)
Résultat d'exploitation ³⁾	806	475
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	965	575

- 1) Les chiffres du premier trimestre de 2017 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela n'ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.
- 2) Profit après impôt découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice de 806 M\$ pour le premier trimestre de 2018, en comparaison de 475 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des marges de raffinage et à la hausse des volumes de ventes, y compris des volumes de ventes en gros records au Canada, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermisssement du dollar canadien. L'amélioration des marges de raffinage est principalement attribuable à l'amélioration des marges de craquage de référence, des écarts liés à l'emplacement des produits et des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, conjuguée à une plus grande proportion de produits à valeur plus élevée.

Au premier trimestre de 2017, la Société a vendu le groupe Lubrifiants Petro-Canada. Ce groupe a contribué au bénéfice net à hauteur de 8 M\$ et aux fonds provenant de l'exploitation à hauteur de 11 M\$ au cours de cette période. L'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants a été prise en compte au poste « Charges financières et autres produits » de l'analyse de rapprochement présentée ci-dessus.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	217,8	214,6
Ouest de l'Amérique du Nord	235,7	215,3
Total	453,5	429,9
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	98	97
Ouest de l'Amérique du Nord	98	90
Total	98	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	233,7	229,9
Distillat	191,7	192,3
Autres	87,5	85,8
Total	512,9	508,0
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	30,25	21,90
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	4,90	5,50

1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Les marges de raffinage sont présentées selon la méthode DEPS et ne tiennent pas compte de l'incidence des activités liées à la gestion des risques étant donné que la direction utilise cette méthode pour évaluer le rendement, et les chiffres de la période correspondante de l'exercice précédent ont été retraités pour rendre compte de ce changement.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour s'établir à 453 500 b/j au premier trimestre de 2018, contre 429 900 b/j au premier trimestre de 2017, en raison de l'excellente fiabilité dont ont fait preuve toutes les raffineries au cours du trimestre et d'une accumulation planifiée des stocks visant à soutenir les ventes durant les travaux de révision d'envergure qui seront exécutés au deuxième trimestre de 2018. Le débit de traitement était moins élevé au premier trimestre de 2017, en raison des répercussions qu'avaient eues, sur la raffinerie de Commerce City de la Société, une panne d'électricité attribuable à un tiers.

Les ventes totales de produits raffinés se sont chiffrées à 512 900 b/j au premier trimestre de 2018, en comparaison de 508 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à l'amélioration du débit de traitement du brut, conjuguée aux volumes de ventes en gros records au Canada et aux volumes de ventes au détail plus élevés, qui ont représenté un nouveau record pour un premier trimestre.

Prix et marges

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

- L'augmentation des marges de craquage de raffinage de référence et l'amélioration des écarts liés à l'emplacement des produits et des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.
- Au premier trimestre de 2018, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS¹⁾, s'est traduite par une hausse du résultat d'exploitation de 53 M\$ après impôt, en comparaison de 43 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence favorable de 10 M\$ d'un trimestre à l'autre.

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

Les marges brutes de commercialisation ont été plus élevées au premier trimestre de 2018 qu'au premier trimestre de 2017, ce qui s'explique principalement par l'amélioration des marges sur les ventes en gros et des marges unitaires de détail, ainsi que par le plus grand apport des produits des activités ordinaires non liés au pétrole.

Charges et autres facteurs

Compte non tenu de l'incidence de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017, les charges d'exploitation ont augmenté au premier trimestre de 2018 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la hausse de la rémunération fondée sur des actions, partiellement contrebalancée par la diminution du prix du gaz naturel.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés d'une durée de sept semaines à la raffinerie d'Edmonton, y compris des travaux de révision complets des installations de raffinage d'une durée d'un mois, de même que des travaux de révision d'une durée de six semaines à la raffinerie de Sarnia et des travaux de révision d'une durée de quatre semaines à la raffinerie de Commerce City. Ces travaux ont tous été entrepris vers la fin du premier trimestre de 2018 et se poursuivront au deuxième trimestre de 2018. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2018.

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Résultat net	(494)	49
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte (profit) de change latente sur la dette libellée en dollars américains	329	(103)
Profit sur cession importante ¹⁾	—	(83)
Résultat d'exploitation ²⁾	(165)	(137)
Énergie renouvelable	1	(2)
Négociation de l'énergie	(9)	(11)
Siège social	(190)	(140)
Éliminations	33	16
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation ²⁾	(282)	(141)

1) Profit après impôt lié à la vente de la participation de la Société dans le parc éolien Cedar Point.

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	57	87

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

Le secteur de l'énergie renouvelable a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1 M\$ au premier trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 2 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette amélioration est principalement attribuable au fait qu'une perte de valeur liée à l'une des centrales éoliennes de la Société avait été comptabilisée au premier trimestre de 2017, facteur qui a été partiellement contrebalancé par la diminution des volumes de production qui a résulté de la vente des participations de la Société dans les installations Cedar Point et Ripley en 2017.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à une perte d'exploitation de 9 M\$ au premier trimestre de 2018, ce qui avoisine la perte d'exploitation de 11 M\$ qui avait été comptabilisée au premier trimestre de 2017, l'amélioration des écarts liés à l'emplacement du pétrole brut ayant contrebalancé la hausse des coûts liés au transport ferroviaire au premier trimestre de 2018.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 190 M\$ au premier trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 140 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par la diminution considérable des intérêts incorporés à l'actif, par le profit réalisé sur les swaps de taux d'intérêt différés qui avait été comptabilisé au trimestre correspondant de l'exercice précédent et par l'augmentation des charges d'exploitation enregistrée pour le trimestre écoulé. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse des charges d'intérêts qui a découlé de la diminution globale de la dette à long terme de la Société et par une hausse du profit de change lié aux activités d'exploitation par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2018, la Société a incorporé une tranche de 77 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 174 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique par la mise en service des grands projets de croissance que sont Fort Hills et Hebron.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et Côte Est du Canada et les raffineries de la Société. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2018, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 33 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 16 M\$ au premier trimestre de 2017. Cette augmentation est attribuable au moment où le profit lié aux stocks intragroupe a été comptabilisé.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 282 M\$ au premier trimestre de 2018, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation de 141 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre les facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus et l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie, les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence du moment auquel le secteur Négociation de l'énergie a inscrit des pertes réalisées sur les instruments financiers dérivés, lesquelles ont été en grande partie contrebalancées par les profits réalisés au cours des périodes précédentes.

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	
	2018	31 mars 2017
Sables pétrolifères	992	1 059
Exploration et production	165	227
Raffinage et commercialisation	117	92
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	17	2
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 291	1 380
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(77)	(174)
	1 214	1 206

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2018		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	384	7	391
<i>Activités in situ</i>	96	15	111
<i>Fort Hills</i>	68	228	296
<i>Syncrude</i>	121	1	122
Exploration et production	4	156	160
Raffinage et commercialisation	117	—	117
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	17	—	17
	807	407	1 214

- 1) Les dépenses en immobilisations présentées dans le tableau ci-dessus ne tiennent pas compte des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 2) Les dépenses en immobilisations de maintien comprennent les investissements qui visent i) à assurer la conformité ou à entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ii) à améliorer l'efficacité et la fiabilité des activités ou à maintenir la capacité de production en remplaçant les immobilisations à la fin de leur durée d'utilité, iii) à exploiter les réserves mises en valeur prouvées du secteur E&P, ou iv) à maintenir les capacités de production actuelles des installations en exploitation des secteurs Sables pétrolifères et R&C.
- 3) Les dépenses en immobilisations de croissance comprennent les investissements qui se traduisent par i) une augmentation des niveaux de production des secteurs Sables pétrolifères et R&C, ii) de nouvelles installations ou activités qui viennent accroître la production globale, iii) de nouvelles infrastructures qui sont nécessaires pour soutenir la croissance de la production, iv) de nouvelles réserves ou une variation favorable du profil des réserves de la Société dans le secteur E&P, ou v) l'accroissement de la marge, par une augmentation des produits des activités ordinaires ou une réduction des charges.

Pour le premier trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,214 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif), en comparaison de 1,206 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse des dépenses en immobilisations de maintien ayant contrebalancé la diminution des dépenses en immobilisations de croissance qui a découlé de la mise en service des grands projets de croissance de la Société, à savoir Fort Hills et Hebron. La hausse des dépenses en immobilisations de maintien au cours du premier trimestre de 2018 est principalement attribuable à une augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés en 2018, y compris les travaux de planification préliminaires liés aux premiers travaux de révision complets sur cinq ans de l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères, l'exécution anticipée des travaux de révision des installations de valorisation de Syncrude et l'augmentation des dépenses liées au plan de gestion des résidus miniers de la Société récemment approuvé. La Société prévoit que la majeure partie des coûts de révision seront engagés au cours du premier semestre de 2018, et elle s'attend à ce que ses dépenses en immobilisations pour l'exercice complet se situent dans la fourchette prévue de 4,5 G\$ à 5,0 G\$. L'activité du premier 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 391 M\$ au premier trimestre de 2018. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien liées au programme de travaux de maintenance planifiés de la Société, aux activités liées à la gestion des résidus miniers en cours, y compris l'aménagement d'une nouvelle infrastructure de gestion des résidus miniers, ainsi qu'à divers travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités in situ

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 111 M\$. De ce montant, une tranche de 96 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien, notamment des dépenses accrues liées aux travaux de construction de plateformes de puits qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Fort Hills

Pour le premier trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 296 M\$, dont une tranche de 228 M\$ représente des dépenses de croissance engagées principalement pour amener le projet à sa pleine cadence de

production et poursuivre l'aménagement du reste des installations d'extraction secondaire. Les dépenses en immobilisations de maintien engagées au premier trimestre de 2018 ont continué de porter sur les activités de maintien préalables visant à soutenir l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers.

Fort Hills a commencé à produire, à partir de son premier train d'extraction secondaire, du bitume issu du traitement de la mousse par solvant paraffinique le 27 janvier 2018, la cadence de production s'accélégrant plus vite que prévu afin d'atteindre la capacité nominale de 194 000 bep/j (105 000 b/j nets pour Suncor). Le deuxième des trois trains d'extraction secondaire est entré en service à la fin du premier trimestre de 2018, et le troisième train d'extraction secondaire devrait être mis en service au cours du deuxième trimestre de 2018.

Au cours du quatrième trimestre de 2017, les partenaires du projet Fort Hills ont mis fin au litige commercial précédemment annoncé et sont parvenus à une entente aux termes de laquelle Suncor et Teck Resources Limited (« Teck ») ont chacune acquis une participation directe supplémentaire dans le projet Fort Hills auprès de Total E&P Canada Ltd. (« Total »). Au premier trimestre de 2018, conformément aux modalités de l'entente, la quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 54,11 % et celle de Teck, à 21,31 %, tandis que celle de Total a été ramenée à 24,58 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées ultérieurement conformément aux modalités de l'entente.

Syncrude

Pour le premier trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Syncrude ont totalisé 122 M\$. De ce montant, une tranche de 121 M\$ représente des dépenses en immobilisations de maintien qui ont été affectées principalement au maintien en bon état des actifs, y compris l'exécution anticipée de travaux de maintenance qui étaient initialement prévus pour le deuxième trimestre de 2018, et à l'exécution du plan de gestion des résidus miniers.

Exploration et production

Pour le premier trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations du secteur E&P ont totalisé 160 M\$ et ont porté principalement sur les occasions de croissance, notamment la poursuite des travaux de forage de développement à Hebron dans le cadre de la phase d'accélération graduelle de la production. Les autres activités du secteur E&P menées au premier trimestre comprennent le forage de développement à White Rose, à Terra Nova et à Hibernia et la mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et du projet Oda en Norvège.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 117 M\$, se rapportent principalement au maintien continu des activités, notamment aux travaux de maintenance planifiés des raffineries, ainsi qu'aux améliorations des activités de vente au détail et aux mises à niveau des technologies de l'information.

Siège social, négociation de l'énergie et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 17 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 mars 2017
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	7,8	4,4
Compte tenu des projets majeurs en cours	6,5	3,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,7	1,8
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	6,1	2,2
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{2),4)}	11,8	8,4

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

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, des lignes de crédit disponibles et du produit tiré de la cession d'actifs non essentiels. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 4,5 G\$ à 5,0 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué au cours du premier trimestre de 2018 pour s'établir à 2,083 G\$, en comparaison de 2,672 G\$ au 31 décembre 2017, ce qui reflète en partie 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. De plus, la diminution est attribuable aux sorties de fonds liées à l'augmentation du solde du fonds de roulement hors trésorerie de la Société, à ses dépenses en immobilisations et frais de prospection, aux fonds requis pour le versement des dividendes, à l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude et aux rachats de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Ces sorties de fonds ont été partiellement contrebalancées par les fonds provenant de l'exploitation et par l'augmentation de la dette à court terme.

Au 31 mars 2018, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme était d'environ 15 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 2,719 G\$ au 31 mars 2018, en baisse par rapport à 4,489 G\$ au 31 décembre 2017, en raison principalement d'une hausse de la dette à court terme, laquelle découle en partie de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude.

Activités de financement

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

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 mars 2018, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,0 % (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 mars 2018	31 décembre 2017
Dette à court terme	3 973	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	63	71
Dette à long terme	13 650	13 372
Dette totale	17 686	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 083	2 672
Dette nette	15 603	12 907
Capitaux propres	45 483	45 383
Dette totale majorée des capitaux propres	63 169	60 962
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,0	25,6

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 mars 2018
Dette totale à l'ouverture de la période	15 579
Diminution nette de la dette à long terme	(17)
Augmentation de la dette à court terme	1 745
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	379
Dette totale au 31 mars 2018	17 686
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 mars 2018	2 083
Dette nette au 31 mars 2018	15 603

La dette totale de la Société a augmenté au premier trimestre de 2018, en raison d'une hausse de la dette à court terme, qui a servi principalement pour financer l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude, et de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2017.

Actions ordinaires**Actions en circulation**

(en milliers)	31 mars 2018
Actions ordinaires	1 633 816
Options sur actions ordinaires – exerçables	20 877
Options sur actions ordinaires – non exerçables	14 083

Au 27 avril 2018, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 633 879 598 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 33 834 741. 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 avait été lancée au deuxième trimestre de 2017 (l'« offre publique de rachat de 2017 »), la Société était 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 et avait convenu de ne pas racheter plus de 50 079 795 actions ordinaires, ce qui correspondait à environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

Au cours du premier trimestre de 2018, la Société a racheté, aux termes de l'offre publique de rachat de 2017, 8 999 091 actions ordinaires au prix moyen de 43,28 \$ l'action, pour une contrepartie totale de 389 M\$, tandis qu'elle n'en avait racheté aucune au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2018	Trimestres clos les 31 mars 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	8 999	—
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	43,28	—
Coût du rachat d'actions	389	—

La Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2018 ») afin de continuer à racheter des actions aux termes de son programme de rachat déjà annoncé par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis d'intention stipule que Suncor est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,15 G\$ entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019.

Aux termes de l'offre publique de rachat de 2018, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 52 285 330 actions ordinaires, ce qui correspond à environ 3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation.

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 2017 et présente une mise à jour ci-dessous. 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 engagements de la Société ont augmenté d'environ 100 M\$ (montant non actualisé) au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, en raison principalement d'une entente de services de stockage de diluant et de l'ajout de matériel minier à Fort Hills.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme l'incident qui est survenu à une installation de Syncrude vers la fin du premier trimestre de 2017 et qui a eu d'importantes répercussions sur les résultats du deuxième trimestre de 2017, et les feux de forêt survenus dans la région de Fort McMurray au deuxième trimestre de 2016.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	571,7	621,2	628,4	413,6	590,6	620,4	617,5	213,1
Exploration et production	117,7	115,2	111,5	125,5	134,5	118,1	110,6	117,6
	689,4	736,4	739,9	539,1	725,1	738,5	728,1	330,7
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances ²⁾	8 807	8 973	7 963	7 231	7 787	7 805	7 352	5 855
Autres produits (pertes)	(57)	41	43	16	25	301	(15)	(58)
	8 750	9 014	8 006	7 247	7 812	8 106	7 337	5 797
Résultat net	789	1 382	1 289	435	1 352	531	392	(735)
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24	(0,46)
Résultat d'exploitation¹⁾	985	1 310	867	199	812	636	346	(565)
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,60	0,79	0,52	0,12	0,49	0,38	0,21	(0,36)
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 164	3 016	2 472	1 627	2 024	2 365	2 025	916
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,32	1,83	1,49	0,98	1,21	1,42	1,22	0,58
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	724	2 755	2 912	1 671	1 628	2 791	1 979	862
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,44	1,67	1,75	1,00	0,98	1,68	1,19	0,54
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	6,5	6,7	5,5	4,9	3,5	0,4	(3,9)	(4,1)
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	7,8	8,6	7,0	6,2	4,4	0,5	(4,6)	(4,9)
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(329)	(91)	412	278	103	(222)	(112)	(27)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,36	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29	0,29	0,29
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	44,49	46,15	43,73	37,89	40,83	43,90	36,42	35,84
Bourse de New York (\$ US)	34,54	36,72	35,05	29,20	30,75	32,69	27,78	27,73

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

2) Les montants ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela n'ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016	30 juin 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	62,90	55,40	48,20	48,30	51,85	49,35	44,95	45,60
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	66,80	61,40	52,50	49,85	53,75	49,50	45,85	45,60
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	7,70	9,60	6,30	5,80	9,05	6,70	6,80	7,65
MSW à Edmonton	\$ CA/b	72,45	69,30	57,05	62,30	64,25	62,00	55,10	55,80
WCS à Hardisty	\$ US/b	38,60	43,10	38,25	37,20	37,30	35,00	31,45	32,30
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	24,30	12,30	9,95	11,10	14,55	14,35	13,50	13,30
Condensat à Edmonton	\$ US/b	63,15	57,95	47,60	48,45	52,20	48,35	43,05	44,10
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,05	1,70	1,45	2,80	2,70	3,10	2,30	1,40
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	34,95	22,35	24,55	19,30	22,40	21,95	17,90	14,90
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,50	19,40	22,35	16,35	12,55	14,35	14,00	16,10
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	12,85	20,20	19,25	14,40	11,15	10,55	14,15	16,65
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,35	22,10	26,80	21,25	18,45	14,95	18,75	19,30
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	15,55	18,25	21,45	16,80	14,00	13,15	14,50	14,85
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,79	0,80	0,74	0,76	0,75	0,77	0,78
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,78	0,80	0,80	0,77	0,75	0,74	0,76	0,77

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

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

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

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

- Au premier trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur R&C, un profit après impôt de 354 M\$ découlant de la vente de ses activités liées aux lubrifiants et, à l'égard de son secteur Siège social, un profit après impôt de 83 M\$ découlant de la cession de sa participation dans le projet éolien Cedar Point.
- Au quatrième trimestre de 2016, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 40 M\$ à l'égard de certains actifs de valorisation et de logistique du secteur Sables pétrolifères ainsi qu'un montant de 31 M\$ dans le secteur Siège social relativement à un investissement initial dans un pipeline non aménagé et dans certains actifs de mise en valeur d'énergie renouvelable, en raison de l'incertitude entourant les avantages futurs qui seront tirés de ces actifs.
- Au cours du troisième trimestre de 2016, le gouvernement du Royaume-Uni a adopté une baisse du taux de l'impôt supplémentaire sur les profits réalisés sur la production pétrolière et gazière en mer du Nord, ce qui a ramené de 50 % à 40 %, en date du 1^{er} janvier 2016, le taux d'impôt réglementaire s'appliquant au bénéfice de Suncor au Royaume-Uni. La Société a réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 180 M\$ pour le secteur E&P.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a engagé, à l'égard du secteur Siège social, une charge hors trésorerie après impôt de 73 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited.
- Au deuxième trimestre de 2016, la Société a comptabilisé une perte hors trésorerie d'un montant de 70 M\$ après impôt découlant de l'évaluation à la valeur de marché de dérivés de taux d'intérêt à long terme du secteur Siège social, par suite d'une diminution des taux d'intérêt à long terme.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables

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.

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 clos le 31 mars 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 35,0 % à 21,0 % en date du 1^{er} janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé, ce qui a donné lieu à un produit d'impôt différé de 124 M\$.

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

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2018, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 mars 2018, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 2018, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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

Prévisions de la Société

Suncor a modifié les prévisions qu'elle avait publiées pour 2018. Son communiqué de presse daté du 1^{er} mai 2018, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

- Le facteur lié au volume de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur R&C.

- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye qui est exempte de redevances, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires, d'autres ajustements d'impôt sur le résultat et de l'incidence nette de la vente des activités liées aux lubrifiants au premier trimestre de 2017.

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

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

	2018	2017
Ajustements du résultat net		
Résultat net	3 895	1 540
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
(Profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(270)	258
Charge d'intérêts nette	197	278
	A	3 822
Capital investi – début de la période de 12 mois		2 076
Dette nette	13 216	14 880
Capitaux propres	45 516	42 935
	58 732	57 815
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	15 603	13 216
Capitaux propres	45 483	45 516
	61 086	58 732
Capital moyen investi	B	59 097
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	6,5
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	10 192
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	7,8
		4,4

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités 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 la mesure consolidée établie conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion trimestriel ou du rapport aux actionnaires trimestriel, selon le cas, pour le trimestre visé.

Trimestres clos les 31 mars (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	82	302	395	172	806	829	(494)	49	789	1 352
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	974	941	279	284	154	160	17	37	1 424	1 422
Impôt sur le résultat différé	57	9	(55)	(59)	23	(9)	4	47	29	(12)
Augmentation des passifs	51	49	12	10	2	2	—	—	65	61
Perte (profit) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	373	(109)	373	(109)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	8	(7)	—	—	12	(10)	(71)	27	(51)	10
Profit à la cession d'actifs	(1)	(1)	(162)	—	—	(349)	—	(70)	(163)	(420)
Rémunération fondée sur des actions	(64)	(86)	(10)	(3)	(35)	(38)	(115)	(123)	(224)	(250)
Frais de prospection	—	—	—	41	—	—	—	—	—	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(154)	(118)	(13)	(1)	(2)	(1)	—	—	(169)	(120)
Autres	26	20	56	37	5	(9)	4	1	91	49
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ¹⁾	979	1 109	502	481	965	575	(282)	(141)	2 164	2 024
(Augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie									(1 440)	(396)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									724	1 628

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

Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de 12 mois closes les	
	2018	31 mars 2017	2018	31 mars 2017
Fonds provenant de l'exploitation	2 164	2 024	9 279	7 330
Dépenses de maintien et dividendes	(1 409)	(942)	(5 550)	(4 198)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	755	1 082	3 729	3 132

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités menées à Syncrude et à Fort Hills, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Afin de déterminer le montant des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont ajustées de manière à exclure les coûts relatifs aux activités d'extraction minière et de valorisation du secteur Sables pétrolifères. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères. Pour le premier trimestre de 2018, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 982 M\$ et comprennent un montant de 207 M\$ lié à la production *in situ* pour des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* de 9,55 \$ par baril en fonction d'une production *in situ* totale de 240 900 b/j.

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

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

direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 mars	
	2018	2017
Rapprochement de la marge de raffinage		
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 773	1 328
Autres (pertes) produits	(7)	19
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	(11)	(6)
Marge non liée au raffinage	(413)	(431)
Marge de raffinage	1 342	910
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 363	41 540
Marge de raffinage (\$/b)	30,25	21,95
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	480	503
Coûts non liés au raffinage	(262)	(274)
Charges d'exploitation de raffinage	218	229
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 363	41 540
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	4,90	5,50

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

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

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

Unités de mesure

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

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T1	Trimestre clos le 31 mars
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange
CUM	Cumul depuis le début de l'exercice

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les 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 » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- les attentes concernant Fort Hills, notamment celles selon lesquelles l'accélération de la production est plus rapide que prévu, le projet atteindra 90 % de la capacité nominale plus tôt que prévu, le troisième train d'extraction secondaire sera mis en service au deuxième trimestre de 2018, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills diminueront graduellement durant la période d'accélération de la production en 2018, les activités de maintien préalables soutiendront l'exécution du plan de mine et de gestion des résidus miniers, la capacité nominale du projet est de 194 000 b/j (105 000 b/j nets pour Suncor) et les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées ultérieurement conformément aux modalités de l'entente conclue avec les partenaires de ce projet;
- l'attente selon laquelle, à sa capacité maximale, le projet Hebron devrait générer plus de 30 000 b/j, nets pour Suncor, la cadence de production augmentant graduellement au cours des prochaines années, et l'accélération de la production est plus rapide que prévu;
- les principaux objectifs du programme d'immobilisations de Suncor pour 2018, à savoir assurer l'accélération efficace de la cadence de production aux deux grands projets de croissance de Suncor que sont Fort Hills et Hebron, l'avancement des projets de forage d'extension extracôtiers et l'amélioration de la sécurité et de la fiabilité des actifs d'exploitation de la Société;
- l'attente selon laquelle la majeure partie des coûts liés aux travaux de révision seront engagés au cours du premier semestre de 2018 et les dépenses en immobilisations de la Société pour l'exercice en entier demeureront dans sa fourchette prévisionnelle de 4,5 G\$ à 5,0 G\$;
- l'attente selon laquelle la clôture de la transaction visant l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja au large de la Norvège aura lieu au deuxième trimestre de 2018 et le projet assurera une croissance rentable dans un secteur où Suncor possède déjà un savoir-faire, une expertise et des actifs;
- la croyance de Suncor dans le potentiel à long terme de Syncrude et dans la possibilité de créer une importante valeur au moyen de l'intégration;
- l'engagement de Suncor à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires, ses plans concernant l'offre publique de rachat de 2018, la croyance selon laquelle, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat par la Société de ses propres actions représente une occasion de placement attrayante et est dans l'intérêt de la Société et de ses actionnaires, et l'attente de la Société selon laquelle la décision d'affecter de la trésorerie aux rachats d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie de croissance à long terme;
- l'incidence et le calendrier prévus des travaux de maintenance planifiés, y compris ceux visant Syncrude, l'usine de valorisation 1 et les raffineries d'Edmonton, de Sarnia et de Commerce City, et l'attente selon laquelle le fait de devancer au premier trimestre les travaux de maintenance planifiés à Syncrude atténuera l'incidence sur la production annuelle de la réduction de la capacité de transport de la conduite d'alimentation en bitume qui est survenue au début du premier trimestre de 2018;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de la poursuite des travaux de construction de plateformes de puits;

- le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2018, de l'ordre de 4,5 G\$ à 5,0 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 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 jouissant de notations 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 à gérer les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- l'hypothèse de Suncor relative au contexte commercial concernant le Brent Sullom Voe, le WTI à Cushing, le WCS à Hardisty, la marge de craquage 3-2-1 au Port de New York, le cours au comptant au carrefour AECO, le taux de change \$CA/\$US et l'impôt sur le résultat exigible pour l'exercice en entier.

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 du cours 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 nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; 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 de panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à la consultation des parties intéressées et à l'obtention des autorisations d'ordre réglementaire nécessaires aux activités de prospection et de mise en valeur de la Société; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités de gestion du risque de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; sa capacité à obtenir toute autorisation requise des autorités de réglementation ou de tierces parties, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor, et la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de cette autorisation; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; les risques liés aux litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, et dans le rapport de gestion annuel de 2017 et la notice annuelle de 2017 ainsi que le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 31 mars 2017
		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	8 807	7 787
Autres (pertes) produits (note 5)	(57)	25
	8 750	7 812
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	2 847	2 478
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 620	2 292
Transport	274	269
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 424	1 422
Prospection	32	52
Profit à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	(163)	(548)
Charges financières (note 7)	562	36
	7 596	6 001
Résultat avant impôt	1 154	1 811
Charge (produit) d'impôt sur le résultat		
Exigible	336	471
Différé	29	(12)
	365	459
Résultat net	789	1 352
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :		
Ajustement au titre des écarts de conversion	129	(28)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :		
Écarts actuariels des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt sur le résultat	(10)	29
Autres éléments du résultat global	119	1
Résultat global	908	1 353
Par action ordinaire (en dollars) (note 9)		
Résultat net – de base et dilué	0,48	0,81
Dividendes en trésorerie	0,36	0,32

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2018	31 décembre 2017
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 083	2 672
Créances	3 819	3 281
Stocks	3 830	3 468
Impôt sur le résultat à recouvrer	167	156
Total de l'actif courant	9 899	9 577
Immobilisations corporelles, montant net	74 254	73 493
Prospection et évaluation	2 241	2 052
Autres actifs (note 18)	1 675	1 211
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 060	3 061
Actifs d'impôt différé	148	100
Total de l'actif	91 277	89 494
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	3 973	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	63	71
Dettes et charges à payer	6 075	6 203
Tranche courante des provisions	707	722
Impôt à payer	274	425
Total du passif courant	11 092	9 557
Dette à long terme	13 650	13 372
Autres passifs non courants (notes 11 et 15)	2 355	2 412
Provisions (note 12)	7 086	7 237
Impôt sur le résultat différé	11 611	11 533
Capitaux propres	45 483	45 383
Total du passif et des capitaux propres	91 277	89 494

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Activités d'exploitation		
Résultat net	789	1 352
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 424	1 422
Impôt sur le résultat différé	29	(12)
Charge de désactualisation	65	61
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	373	(109)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(51)	10
Profit à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	(163)	(420)
Rémunération fondée sur des actions	(224)	(250)
Prospection	—	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(169)	(120)
Autres	91	49
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 440)	(396)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	724	1 628
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 291)	(1 380)
Acquisitions (notes 16 et 17)	(1 068)	—
Produit de la cession d'actifs (notes 13 et 14)	—	1 396
Autres placements (note 18)	(57)	—
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	243	(61)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(2 173)	(45)
Activités de financement		
Variation nette de la dette à court terme	1 745	(511)
Variation nette de la dette à long terme	(17)	(14)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	69	44
Rachat d'actions ordinaires (note 10)	(389)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(590)	(534)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	818	(1 015)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	(631)	568
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	42	(7)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 672	3 016
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 083	3 577
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	107	115
Impôt sur le résultat payé	617	121

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
Résultat net	—	—	—	1 352	1 352	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(28)	—	(28)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 11 \$	—	—	—	29	29	—
Résultat global	—	—	(28)	1 381	1 353	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	55	(8)	—	—	47	1 301
Rémunération fondée sur des actions	—	20	—	—	20	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(534)	(534)	—
31 mars 2017	26 997	600	979	16 940	45 516	1 669 215
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Résultat net	—	—	—	789	789	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	129	—	129	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 4 \$	—	—	—	(10)	(10)	—
Résultat global	—	—	129	779	908	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	91	(21)	—	—	70	1 832
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(145)	—	—	(244)	(389)	(8 999)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 10)	25	—	—	54	79	—
Rémunération fondée sur des actions	—	22	—	—	22	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(590)	(590)	—
31 mars 2018	26 577	568	938	17 400	45 483	1 633 816

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 terrestre et extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation de produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board. 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 l'exercice clos le 31 décembre 2017.

Les méthodes appliquées pour les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur au 1^{er} mai 2018.

b) Base d'évaluation

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

3. ADOPTION DE NOUVELLES NORMES IFRS

Incidence de l'application d'IFRS 9

En date du 1^{er} janvier 2018, la société a adopté IFRS 9 *Instruments financiers* (« IFRS 9 »), qui remplace les multiples modèles de classement et d'évaluation des actifs financiers prévus selon IAS 39 *Instruments financiers* (« IAS 39 ») par un nouveau modèle qui ne comporte que deux catégories d'évaluation : au coût amorti ou à la juste valeur par le biais du résultat net. Ce classement est déterminé lors de la comptabilisation initiale. Pour ce qui est des passifs financiers, la nouvelle norme conserve la majeure partie des exigences d'IAS 39, le principal changement survenant lorsque la Société choisit de désigner un passif financier comme étant à la juste valeur par le biais du résultat net. Dans ce cas, la partie de la variation de la juste valeur qui est liée au risque de crédit propre de la Société est comptabilisée en autres éléments du résultat global plutôt qu'en résultat net. Par suite de l'adoption d'IFRS 9, les actifs financiers de la Société qui étaient classés dans les prêts et créances au 31 décembre 2017 ont été reclassés dans les actifs financiers au coût amorti; toutefois, il n'y a aucune incidence sur l'évaluation de ces actifs financiers. Le classement des passifs financiers de la Société n'a pas changé. Les indications

concernant le classement et l'évaluation ont été adoptées de façon rétrospective conformément aux dispositions transitoires d'IFRS 9.

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

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

Incidence de l'application d'IFRS 15

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

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

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

La Société a passé en revue ses sources de produits des activités ordinaires et ses principaux contrats avec des clients selon les directives d'IFRS 15, et a établi qu'il n'y a pas de changement important du moment de la comptabilisation et de l'évaluation des produits des activités ordinaires de la Société pour la période de présentation de l'information financière, par rapport aux dispositions de la norme antérieure. Conformément à la nouvelle norme, la Société a évalué si elle agissait pour son propre compte ou comme mandataire; cette évaluation s'est traduite par une diminution de 31 M\$ des produits des activités ordinaires et une diminution correspondante de 14 M\$ des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, ainsi que par une diminution de 17 M\$ des frais de transport pour le trimestre clos le 31 mars 2017, ce qui n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé de la Société.

Ajustements de l'état consolidé du résultat global

(en millions de dollars, diminution)	Trimestre clos le 31 mars 2017 IFRS 15
Produits des activités ordinaires et autres produits	
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	(31)
Charges	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(14)
Transport	(17)
Résultat net	—
Résultat global	—

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 mars (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	2 571	2 455	1 017	920	5 417	4 574	9	22	9 014	7 971
Produits intersectoriels	1 028	868	—	—	9	6	(1 037)	(874)	—	—
Moins les redevances	(46)	(61)	(161)	(123)	—	—	—	—	(207)	(184)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 553	3 262	856	797	5 426	4 580	(1 028)	(852)	8 807	7 787
Autres (pertes) produits	(3)	14	(52)	(33)	(7)	19	5	25	(57)	25
	3 550	3 276	804	764	5 419	4 599	(1 023)	(827)	8 750	7 812
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	270	116	—	—	3 653	3 252	(1 076)	(890)	2 847	2 478
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 872	1 553	110	101	480	503	158	135	2 620	2 292
Transport	226	222	24	23	30	28	(6)	(4)	274	269
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	974	941	279	284	154	160	17	37	1 424	1 422
Prospection	23	2	9	50	—	—	—	—	32	52
Profit à la cession d'actifs	(1)	(1)	(162)	—	—	(450)	—	(97)	(163)	(548)
Charges financières (produits financiers)	77	33	1	17	3	9	481	(23)	562	36
	3 441	2 866	261	475	4 320	3 502	(426)	(842)	7 596	6 001
Bénéfice (perte) avant impôt	109	410	543	289	1 099	1 097	(597)	15	1 154	1 811
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	(30)	99	203	176	270	277	(107)	(81)	336	471
Différé	57	9	(55)	(59)	23	(9)	4	47	29	(12)
	27	108	148	117	293	268	(103)	(34)	365	459
Bénéfice (perte) net	82	302	395	172	806	829	(494)	49	789	1 352
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	992	1 059	165	227	117	92	17	2	1 291	1 380

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

Au premier trimestre de 2018, la Société a adopté IFRS 15 *Produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients* comme il est expliqué à la note 3, selon la méthode rétrospective.

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

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	2018			2017		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	2 950	—	2 950	2 923	—	2 923
Bitume	649	—	649	400	—	400
	3 599	—	3 599	3 323	—	3 323
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	481	529	1 010	380	531	911
Gaz naturel	3	4	7	3	6	9
	484	533	1 017	383	537	920
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 388	—	2 388	1 971	—	1 971
Distillat	2 290	—	2 290	1 828	—	1 828
Autres	748	—	748	781	—	781
	5 426	—	5 426	4 580	—	4 580
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations						
	(1 028)	—	(1 028)	(852)	—	(852)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients	8 481	533	9 014	7 434	537	7 971

5. AUTRES (PERTES) PRODUITS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Activités de négociation de l'énergie		
(Pertes) profits latents comptabilisés en résultat pour la période	(14)	19
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	16	(37)
Activités de gestion des risques ¹⁾	(25)	56
Produit financier et produit d'intérêts	9	21
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres ²⁾	(43)	(34)
	(57)	25

1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés à court terme dans les secteurs Sables pétrolifères et Raffinage et commercialisation, et des swaps différés de taux d'intérêt à long terme dans le secteur Siège social.

2) Inclut une augmentation de 57 M\$ (12 M\$ après impôt) de la provision pour réévaluation des réserves liée à une participation dans un actif en Norvège qui était détenue par Suncor (32 M\$ en 2017; 7 M\$ après impôt).

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 31 mars 2017
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	22	24
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	89	74
	111	98

7. CHARGES FINANCIÈRES

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 31 mars 2017
Intérêts sur la dette	209	252
Intérêts incorporés à l'actif	(77)	(174)
Charge d'intérêts	132	78
Intérêts sur le passif au titre du partenariat (note 15)	14	—
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	15
Charge de désactualisation	65	61
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	373	(109)
Écarts de change et autres	(36)	(9)
	562	36

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement des États-Unis a adopté une baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés, de 35 % à 21 %, entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé un produit d'impôt 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	
	2018	31 mars 2017
Résultat net	789	1 352
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	(4)
Résultat net – dilué	789	1 348
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 639	1 669
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	5	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 644	1 673
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base et dilué par action	0,48	0,81

1) Les attributions comportant une option de règlement en trésorerie sont comptabilisées dans les régimes d'attribution réglés en trésorerie. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si elles ont un effet dilutif pour la période. Il a été déterminé que la comptabilisation de ces attributions comme des paiements réglés en actions avait un effet dilutif pour le trimestre clos le 31 mars 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 2017 ») afin de racheter des actions par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat 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. Au cours du premier trimestre de 2018, la Société a racheté 9,0 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat 2017 au prix moyen de 43,28 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 389 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2018	31 mars 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	8 999	—
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	145	—
Résultats non distribués	244	—
Coût des rachats d'actions	389	—

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

(en millions de dollars)	31 mars 2018	31 décembre 2017
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	72	97
Résultats non distribués	126	180
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	198	277

11. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instrument 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 mars 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 payé au cours de l'exercice	69	4	73
Pertes latentes comptabilisées en résultat net pour l'exercice (note 5)	(14)	(25)	(39)
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2018	(30)	(41)	(71)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	13	96	—	109
Dettes	(68)	(112)	—	(180)
	(55)	(16)	—	(71)

Au cours du premier 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.

La Société a recours à des swaps différés de taux d'intérêt pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux d'intérêt sur les émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 mars 2018, la Société n'avait aucun swap différé de taux d'intérêt en cours.

La Société a aussi recours à des contrats de change à terme pour atténuer son exposition à l'effet des fluctuations futures des taux de change sur les émissions ou remboursements futurs de titres d'emprunt. Au 31 mars 2018, la Société avait des contrats de change à terme de 39 M\$ en cours.

Instrument financiers non dérivés

Au 31 mars 2018, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,4 G\$ (12,1 G\$ au 31 décembre 2017) et sa juste valeur, à 14,6 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 mars 2018, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 483 M\$ (483 M\$ au 31 décembre 2017), les intérêts sur le passif au titre du partenariat contrebalançant les distributions de la période.

12. PROVISIONS

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 210 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018. Une hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, à 3,90 % (3,70 % au 31 décembre 2017) et la cession des propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique se sont traduites par une diminution du passif, contrebalancée en partie par l'acquisition de la participation de 5 % de Mocal Energy Limited dans Syncrude.

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 fiscale exigible de 29 M\$ et un recouvrement d'impôt différé de 15 M\$, comptabilisés 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 Première Nation de Fort McKay et à la Première Nation crie Mikisew 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, 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 est 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. (« Total ») étant ramenée à 24,58 %. Les participations directes dans le projet Fort Hills pourraient être rajustées, conformément aux modalités de l'entente.

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\$, sous réserve des ajustements de clôture. La quote-part de Suncor dans le projet Syncrude a ainsi été portée à 58,74 %.

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

(en millions de dollars)

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

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

La participation supplémentaire dans Syncrude a contribué à hauteur de 29 M\$ aux produits bruts et a diminué de 4 M\$ le bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 mars 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018, la participation supplémentaire aurait contribué à hauteur de 64 M\$ aux produits bruts et à hauteur de 4 M\$ au bénéfice net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 9,1 G\$ et un bénéfice net consolidé de 793 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2018.

18. AUTRES TRANSACTIONS

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

Le 12 février 2018, Suncor a conclu une entente avec Faroe Petroleum visant l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet Fenja, en Norvège, pour une contrepartie de 54,5 M\$ US (environ 68 M\$). Ce projet a été autorisé en décembre 2017, et la clôture de la transaction devrait avoir lieu au deuxième trimestre de 2018, sous réserve des conditions de clôture habituelles.

19. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

La Bourse de Toronto (« TSX ») a accepté un avis déposé par la Société l'informant de son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de continuer à racheter des actions dans le cadre de son programme de rachat déjà annoncé, par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis prévoit que la Société peut racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale d'environ 2,15 G\$ à compter du 4 mai 2018 et jusqu'au 3 mai 2019.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	31 mars 2018	Trimestres clos les			Période de 12 mois close le	
		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2017
Sables pétrolifères						
Production totale (kb/j)	571,7	621,2	628,4	413,6	590,6	563,7
Activités du secteur Sables pétrolifères						
Volumes de production (kb/j)						
Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel)	279,4	324,9	324,4	288,6	332,8	317,7
Bitume non valorisé	125,4	121,9	144,9	64,0	115,7	111,7
Production du secteur Sables pétrolifères	404,8	446,8	469,3	352,6	448,5	429,4
Production de bitume (kb/j)						
Production minière	241,6	296,7	328,1	293,1	311,1	305,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	205,8	208,5	203,6	110,9	202,8	181,5
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	35,1	28,3	30,8	30,0	35,6	31,1
Total de la production de bitume	482,5	533,5	562,5	434,0	549,5	518,0
Ventes (kb/j)						
Brut léger peu sulfureux	84,2	95,5	105,9	104,4	124,9	107,9
Diesel	20,4	21,1	30,4	29,6	30,3	27,5
Brut léger sulfureux	178,2	214,4	183,2	160,1	176,4	183,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	282,8	331,0	319,5	294,1	331,6	319,0
Bitume non valorisé	118,2	130,7	120,3	86,0	104,9	110,6
Ventes	401,0	461,7	439,8	380,1	436,5	429,6
Charges d'exploitation décaissées – moyenne ^{1)B)} (\$/b)*						
Charges décaissées	25,05	22,55	20,40	25,70	20,15	21,95
Gaz naturel	1,80	1,65	1,20	2,10	2,40	1,85
	26,85	24,20	21,60	27,80	22,55	23,80
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement ^{1)B)C)} (\$/b)						
Charges décaissées	26,50	22,70	19,15	19,70	18,45	20,00
Gaz naturel	0,65	0,45	0,25	0,60	0,60	0,45
	27,15	23,15	19,40	20,30	19,05	20,45
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement ^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	6,55	6,20	6,75	10,95	7,00	7,35
Gaz naturel	3,00	2,65	2,20	4,00	4,00	3,15
	9,55	8,85	8,95	14,95	11,00	10,50

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

C) Les charges d'exploitation décaissées 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)

		Trimestres clos les			Période de 12 mois close le	
	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2017
Sables pétrolifères						
Fort Hills						
Production de bitume (kb/j)	29,8	—	—	—	—	—
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse	(5,2)	—	—	—	—	—
Total du bitume de Fort Hills	24,6	—	—	—	—	—
Ventes de bitume (b/j)	8,1	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	50,43	—	—	—	—	—
Gaz naturel	3,22	—	—	—	—	—
	53,65	—	—	—	—	—
Syncrude						
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	142,3	174,4	159,1	61,0	142,1	134,3
Production de bitume (kb/j)	173,3	207,5	193,7	82,4	170,0	163,6
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	138,2	177,1	157,1	61,3	140,9	132,9
Charges d'exploitation décaissées^{1)B)} (\$/b)						
Charges décaissées	49,26	31,75	34,00	89,90	43,25	42,50
Gaz naturel	1,49	1,05	1,00	7,90	1,90	1,55
	50,75	32,80	35,00	97,80	45,15	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)

	31 mars 2018	Trimestres clos les			Période de 12 mois close le	
		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2017
Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)D)}						
Bitume (\$/b)						
Prix moyen obtenu	33,55	42,80	38,57	36,45	33,89	38,32
Redevances	(0,90)	(1,02)	(0,50)	(0,69)	(0,54)	(0,71)
Frais de transport	(5,98)	(3,06)	(3,78)	(7,06)	(6,57)	(4,85)
Charges d'exploitation nettes	(8,75)	(7,61)	(8,26)	(14,05)	(9,98)	(9,59)
Revenus d'exploitation nets	17,92	31,11	26,03	14,65	16,80	23,17
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)						
Prix moyen obtenu	74,65	70,55	59,76	64,23	66,29	65,28
Redevances	(0,56)	(1,14)	(1,03)	(1,19)	(0,59)	(0,98)
Frais de transport	(4,14)	(3,87)	(3,65)	(3,72)	(3,98)	(3,81)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(25,33)	(21,70)	(20,29)	(22,70)	(19,78)	(21,08)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(6,05)	(4,90)	(4,65)	(5,60)	(4,81)	(4,97)
Revenus d'exploitation nets	38,57	38,94	30,14	31,02	37,13	34,44
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)						
Prix moyen obtenu	62,54	62,69	53,96	57,94	58,50	58,34
Redevances	(0,66)	(1,11)	(0,89)	(1,07)	(0,58)	(0,91)
Frais de transport	(4,68)	(3,64)	(3,68)	(4,47)	(4,60)	(4,08)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(24,71)	(21,23)	(20,38)	(25,08)	(21,07)	(21,82)
Revenus d'exploitation nets	32,49	36,71	29,01	27,32	32,25	31,53
Fort Hills (\$/b)						
Prix moyen obtenu	40,58	—	—	—	—	—
Redevances	(1,54)	—	—	—	—	—
Frais de transport	(8,10)	—	—	—	—	—
Charges d'exploitation nettes – bitume	(116,24)	—	—	—	—	—
Revenus d'exploitation nets	(85,30)	—	—	—	—	—
Syncrude (\$/b)						
Prix moyen obtenu	77,33	73,64	60,68	62,27	66,37	66,59
Redevances	(1,57)	(7,94)	(3,18)	—	(2,96)	(4,32)
Frais de transport	(0,48)	(0,36)	(0,38)	(1,83)	(0,38)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(44,03)	(28,81)	(31,48)	(90,72)	(39,70)	(39,46)
Revenus d'exploitation nets	31,25	36,53	25,64	(30,28)	23,33	22,27

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

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 mars 2018	Trimestres clos les			31 mars 2017	Période de 12 mois close le 31 déc. 2017
		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017		
Exploration et production						
Total des volumes de ventes (kbep/j)	121,9	104,8	112,6	130,3	136,8	120,8
Production totale (kbep/j)	117,7	115,2	111,5	125,5	134,5	121,6
Volumes de production						
Exploration et production – Canada						
Côte Est du Canada						
Terra Nova (kb/j)	15,4	14,6	5,8	11,0	14,7	11,5
Hibernia (kb/j)	26,1	27,1	26,6	30,0	30,3	28,5
White Rose (kb/j)	8,8	10,6	9,0	12,9	13,1	11,4
Hebron (kb/j)	8,2	1,8	—	—	—	0,4
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	2,0	1,4	1,5	1,8	2,8	1,9
	60,5	55,5	42,9	55,7	60,9	53,7
Exploration et production – International						
Buzzard (kbep/j)	40,4	36,6	44,3	45,3	49,0	43,8
Golden Eagle (kbep/j)	14,3	17,9	20,5	20,1	20,2	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	54,7	54,5	64,8	65,4	69,2	63,4
Libye (kb/j) ³⁾	2,5	5,2	3,8	4,4	4,4	4,5
	57,2	59,7	68,6	69,8	73,6	67,9
Revenus nets^{B)D)}						
Côte Est du Canada (\$/b)						
Prix moyen obtenu	84,63	81,49	67,23	66,26	69,75	71,06
Redevances	(14,34)	(13,21)	(13,01)	(14,05)	(15,94)	(14,26)
Frais de transport	(1,84)	(2,27)	(2,13)	(1,60)	(1,72)	(1,90)
Charges d'exploitation	(9,70)	(11,16)	(14,72)	(10,58)	(9,28)	(11,24)
Revenus d'exploitation nets	58,75	54,85	37,37	40,03	42,81	43,66
Royaume-Uni (\$/bep)						
Prix moyen obtenu	83,22	76,46	62,99	63,46	67,55	67,25
Frais de transport	(2,14)	(1,80)	(1,77)	(1,88)	(1,81)	(1,81)
Charges d'exploitation	(5,36)	(5,89)	(4,51)	(4,57)	(3,75)	(4,62)
Revenus d'exploitation nets	75,72	68,77	56,71	57,01	61,99	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)

	31 mars 2018	Trimestres clos les			31 mars 2017	Période de
		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017		12 mois close le 31 déc. 2017
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	512,9	526,8	564,5	521,9	508,0	530,5
Pétrole brut traité (kb/j)	453,5	432,4	466,8	435,5	429,9	441,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	94	101	94	93	96
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)E)}	30,25	28,75	24,25	19,30	21,95	23,65
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	4,90	5,25	4,50	5,05	5,50	5,05
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	113,6	121,1	121,2	114,8	112,8	117,5
Distillats	81,8	89,2	92,6	82,9	82,2	86,8
Total des ventes de carburants de transport	195,4	210,3	213,8	197,7	195,0	204,3
Produits pétrochimiques	14,1	10,5	10,6	12,2	15,5	12,2
Asphalte	13,1	15,8	20,6	18,0	12,6	16,8
Autres	36,6	31,4	32,4	35,5	34,5	33,4
Total des ventes de produits raffinés	259,2	268	277,4	263,4	257,6	266,7
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	217,8	188,7	213,9	208,6	214,6	206,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	85	96	94	97	93
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	120,1	125,7	136,4	122,0	117,1	125,4
Distillats	109,9	111,7	119,9	108,3	110,1	112,5
Total des ventes de carburants de transport	230,0	237,4	256,3	230,3	227,2	237,9
Asphalte	11,3	9,3	16,0	14,6	9,2	12,3
Autres	12,4	12,1	14,8	13,6	14,0	13,6
Total des ventes de produits raffinés	253,7	258,8	287,1	258,5	250,4	263,8
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	235,7	243,7	252,9	226,9	215,3	234,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	102	105	95	90	98

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 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	58	97		
Charges d'exploitation nettes	(93)	(799)	(892)	(85)	(564)		
Marge brute	190	982	1 172	(63)	400		
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	(85,30)	31,25		

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	377	1 793	2 170	363	2	2 535
Autres produits (pertes)	12	(1)	11	—	6	17
Achats de pétrole brut et de produits	(101)	(21)	(122)	(15)	(2)	(139)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(3)	(53)	(56)	(2)		
Montant brut réalisé	285	1 718	2 003	346		
Redevances	(5)	(32)	(37)	—	—	(37)
Frais de transport	(55)	(135)	(190)	(15)	—	(205)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	35	35	5		
Frais de transport nets	(55)	(100)	(155)	(10)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(126)	(900)	(1 026)	(551)	2	(1 575)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	16	143	159	47		
Charges d'exploitation nettes	(110)	(757)	(867)	(504)		
Marge (perte) brute	115	829	944	(168)		
Volumes de ventes (kb)	7 827	26 764	34 590	5 549		
Revenus d'exploitation nets par baril	14,65	31,02	27,32	(30,28)		

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 mars 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	400	2 050	2 450	873	—	3 323
Autres produits	9	3	12	2	—	14
Achats de pétrole brut et de produits	(75)	(22)	(97)	(19)	—	(116)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(15)	(53)	(68)	(7)		
Montant brut réalisé	319	1 978	2 297	849		
Redevances	(5)	(18)	(23)	(38)	—	(61)
Frais de transport	(62)	(146)	(208)	(14)	—	(222)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	28	28	9		
Frais de transport nets	(62)	(118)	(180)	(5)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(123)	(875)	(998)	(583)	28	(1 553)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	29	141	170	76		
Charges d'exploitation nettes	(94)	(734)	(828)	(507)		
Marge brute	158	1 108	1 266	299		
Volumes de ventes (kb)	9 444	29 844	39 288	12 788		
Revenus d'exploitation nets par baril	16,80	37,13	32,25	23,33		

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

	31 mars 2018	Trimestres clos les			31 mars 2017	Période de
		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017		12 mois close le
						31 déc. 2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	661	536	525	551	583	2 195
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(10)	(10)	(13)	(8)	(6)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	651	526	512	543	577	2 158
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	12 807	16 049	14 636	5 549	12 788	49 022
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	50,75	32,80	35,00	97,80	45,15	44,05

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

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

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		

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		

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

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)

Trimestre clos le 30 juin 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	378	354	120	852
Redevances	—	(75)	(46)	(121)
Frais de transport	(11)	(9)	(2)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(65)	(15)	(111)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	9		
Montant brut réalisé	340	214		
Volumes de ventes (kbep)	5 954	5 345		
Revenus d'exploitation nets par baril	57,01	40,03		

Trimestre clos le 31 mars 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	421	379	120	920
Redevances	—	(87)	(36)	(123)
Frais de transport	(11)	(9)	(3)	(23)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(28)	(60)	(13)	(101)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	10		
Montant brut réalisé	386	233		
Volumes de ventes (kbep)	6 228	5 432		
Revenus d'exploitation nets par baril	61,99	42,81		

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation ^{A)E)}

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

	31 mars 2018	Trimestres clos les			31 mars 2017	Période de 12 mois close le 31 déc. 2017
		31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017		
Marge brute ¹¹⁾	1 773	1 807	1 456	1 101	1 328	5 692
Autres (pertes) produits	(7)	(13)	48	19	19	73
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(413)	(394)	(392)	(329)	(431)	(1 546)
Ajustement lié à la méthode DEPS	(11)	(139)	16	33	(6)	(96)
Marge de raffinage ajustée	1 342	1 261	1 128	824	910	4 123
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	44 363	43 801	46 491	42 629	41 540	174 461
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	30,25	28,75	24,25	19,30	21,95	23,65
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	480	532	467	448	503	1 950
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(262)	(303)	(258)	(233)	(274)	(1 068)
Charge d'exploitation de raffinage	218	229	209	215	229	882
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	44 363	43 801	46 491	42 629	41 540	174 461
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	4,90	5,25	4,50	5,05	5,50	5,05

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

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

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

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les revenus nets ne sont pas prescrites par les PCGR. Suncor inclut ces mesures financières afin que les investisseurs puissent utiliser ces informations pour analyser la performance d'entreprise, le niveau d'endettement et la liquidité. 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 à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Des rapprochements du résultat d'exploitation et des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers pour chaque trimestre de 2018 et de 2017 définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » avec les mesures établies conformément aux PCGR sont présentés dans les rapports aux actionnaires de chaque trimestre publiés par Suncor (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et le RCI présentés pour chacun des trimestres de 2018 et de 2017 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 pour chaque trimestre de 2018 et de 2017 ainsi que pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont définies dans la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2018 (le « rapport de gestion du premier trimestre de 2018 ») et sont rapprochées avec les mesures établies conformément aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » du présent rapport trimestriel. Les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont définies PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion du premier trimestre de 2018 et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion du premier trimestre de 2018. Les revenus nets pour chaque trimestre de 2018 et de 2017 ainsi que pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 sont définis ci-dessous et sont rapprochés avec les mesures établies conformément aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » du présent rapport trimestriel. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion du premier trimestre de 2018.

Revenus nets du secteur Sables pétroliers

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

Revenus nets du secteur Exploration et production

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

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers 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) Pour 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétroliers et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétroliers est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut peu synthétique 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 ajustés qui sont exclus du poste des frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible inférieure aux engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement liés 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 liés 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 pour Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités (y compris les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétroliers de Suncor et de Fort Hills) en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com