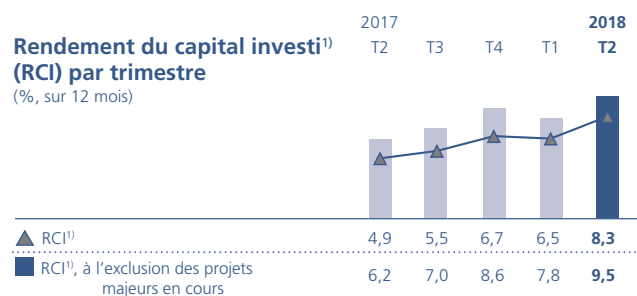
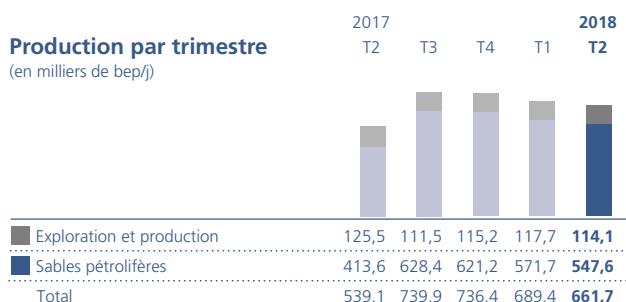
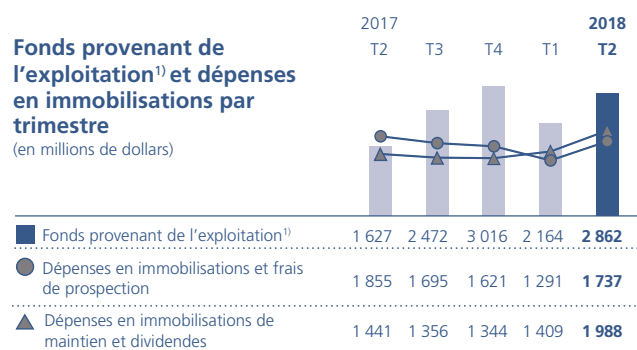
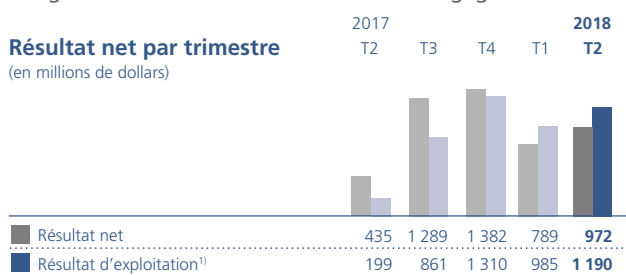


RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE DEUXIÈME TRIMESTRE DE 2018

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 25 juillet 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 pétroliers ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans le projet Fort Hills ni des activités de Syncrude.

« Suncor a généré les meilleurs flux de trésorerie de son histoire pour un deuxième trimestre, ayant dégagé des fonds provenant de l'exploitation de 2,9 G\$ et un bénéfice d'exploitation de 1,2 G\$, a déclaré Steve Williams, président et chef de la direction. Et nous avons atteint ces excellents résultats tout en réalisant le plus important programme de travaux de maintenance et de révision que la Société ait jamais eu à exécuter. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,862 G\$ (1,75 \$ 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 2,446 G\$ (1,50 \$ par action ordinaire).
- Le bénéfice d'exploitation¹⁾ s'est établi à 1,190 G\$ (0,73 \$ par action ordinaire), et le bénéfice net, à 972 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire).
- La production de Fort Hills s'est établie en moyenne à 70 900 barils par jour (b/j) (production brute de 131 000 b/j) au deuxième trimestre de 2018, le troisième et dernier train d'extraction étant mis en service plus tôt que prévu. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills se sont élevées en moyenne à 28,55 \$.
- À Hebron, la production s'est établie en moyenne à 13 500 b/j et elle continue d'augmenter plus rapidement que prévu.
- Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ liées aux activités *in situ* se sont établies en moyenne à 7,90 \$ par baril (« b »), sous la barre des 10,00 \$/b pour un quatrième trimestre consécutif.
- La production trimestrielle en amont a atteint 661 700 barils équivalent pétrole par jour (bep/j) et a subi l'incidence des travaux de maintenance majeurs visant les activités du secteur Sables pétroliers et de Syncrude ainsi que de l'interruption imprévue de Syncrude à la fin juin.
- Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a généré des fonds provenant de l'exploitation de 884 M\$ et une marge de raffinage moyenne¹⁾ de 27,40 \$/b, en dépit des importants travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre.
- La Société a continué de redistribuer de la valeur aux actionnaires, ayant versé des dividendes de 587 M\$ et racheté pour 849 M\$ d'actions depuis la fin du premier trimestre de 2018, y compris des engagements de rachat après la clôture du deuxième trimestre de 2018.
- Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions, pour le faire passer de 2,15 G\$ à 3 G\$, ce qui démontre sa confiance en la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.



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 deuxième trimestre de 2018, Suncor a comptabilisé un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 1,190 G\$ (0,73 \$ par action ordinaire), comparativement à 199 M\$ (0,12 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à une amélioration des prix du pétrole brut, à des marges de raffinage plus élevées, à un accroissement de la production *in situ* et de la production de Syncrude ainsi qu'à l'ajout de la production tirée du projet Fort Hills et du projet Hebron. Cette augmentation a été contrebalancée en partie par l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'envergure pour le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de la Société, par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills et à Hebron et à la participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude, ainsi que par une baisse des intérêts incorporés à l'actif. La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, même si la production de pétrole brut synthétique s'est ressentie de la première révision planifiée majeure de l'usine de valorisation 1 depuis la transition à un cycle de révision de cinq ans. La production de Syncrude a également été touchée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés majeurs ainsi que par une panne de courant survenue à la fin du trimestre, mais elle a tout de même été plus élevée qu'au deuxième trimestre de 2017 en raison de l'incident qui était survenu dans une installation au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 5 % au premier trimestre de 2018.

Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾, qui se sont établis à 2,862 G\$ (1,75 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 1,627 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2017, reflètent principalement l'incidence des mêmes facteurs que ceux, mentionnés ci-dessus, qui ont influé sur le bénéfice d'exploitation, s'ajoutant à une augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,446 G\$ pour le deuxième trimestre de 2018, contre 1,671 G\$ pour le deuxième trimestre de 2017.

Le bénéfice net s'est chiffré à 972 M\$ (0,60 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 435 M\$ (0,26 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète une perte de change latente après impôt de 218 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 278 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une perte hors trésorerie après impôt de 32 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt et les dérivés de change ainsi que d'une charge après impôt de 10 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette, déduction faite des couvertures de change connexes.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 661 700 bep/j pour le deuxième trimestre de 2018, comparativement à 539 100 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de production du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrés à 358 900 b/j au deuxième trimestre de 2018, contre 352 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation découle de l'accroissement des volumes de production *in situ*, la production du trimestre correspondant de l'exercice précédent ayant subi l'incidence de la première révision planifiée majeure à Firebag, et a été en partie contrebalancée par une baisse de la production de pétrole brut synthétique pour le secteur Sables pétrolifères – Activités de base, en raison de l'exécution de la première révision planifiée majeure de l'usine de valorisation 1 depuis que l'intervalle entre les révisions a été augmenté pour passer à cinq ans. Par conséquent, l'utilisation de l'usine de valorisation a été ramenée à 69 % au deuxième trimestre de 2018, contre 83 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait également des travaux de maintenance planifiés.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, pour s'établir à 28,65 \$ au deuxième trimestre de 2018, contre 27,80 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, essentiellement du fait de la hausse des coûts de maintenance liés aux travaux de révision, en partie contrebalancée par l'accroissement des volumes de production et la baisse des prix du gaz naturel.

Au projet Fort Hills, la production a continué de s'intensifier plus rapidement que prévu, la quote-part de la production revenant à Suncor s'étant établie en moyenne à 70 900 b/j au deuxième trimestre de 2018. Le troisième et dernier train d'extraction à Fort Hills a été mis en service, et l'usine a été testée avec succès selon une production dépassant 90 % de sa capacité nominale, dans le cadre d'un essai de fiabilité s'étendant sur une semaine. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills se sont établies à 28,55 \$ au deuxième trimestre de 2018.

« Les activités à Fort Hills et à Hebron continuent de s'accélérer plus rapidement que prévu, a indiqué Steve Williams. Les deux projets ont été construits alors que les prix du pétrole étaient à la baisse; ils ont été mis en service au moment où les prix se rétablissaient, et ils présentent déjà des flux de trésorerie trimestriels positifs. »

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 117 800 b/j au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 61 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation tient essentiellement au fait que le trimestre correspondant de l'exercice précédent s'était fortement ressenti de l'incident survenu dans une installation, et à la participation directe supplémentaire de 5 % acquise en cours du premier trimestre de 2018, ces facteurs étant en partie neutralisés par une panne d'électricité à la fin du deuxième trimestre. La fiabilité des installations de valorisation de Syncrude s'établit à 58 % pour le deuxième trimestre de 2018, contre 33 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, les deux périodes ayant subi l'incidence des travaux de maintenance majeurs planifiés. Syncrude a élaboré un plan de remise en service après la panne d'électricité, et la production partielle de la première unité de cokéfaction s'est rétablie à partir de la mi-juillet, pour s'accélérer ensuite jusqu'à atteindre la pleine capacité prévue en septembre.

« Nous tenons à réitérer la confiance que nous avons dans le potentiel à long terme de Syncrude et dans notre capacité à améliorer la fiabilité de façon durable malgré les déceptions causées par le rendement d'exploitation que nous avons récemment obtenu, a indiqué Steve Williams. Par expérience, nous savons que le processus menant à la fiabilité à long terme est long, et nous travaillons avec les propriétaires pour faire progresser les initiatives stratégiques et ainsi atteindre nos objectifs en matière de fiabilité et de coûts. »

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude se sont établies à 56,25 \$ au deuxième trimestre de 2018, en baisse par rapport à 97,80 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'accroissement de la production et de la baisse des prix du gaz naturel, ces facteurs étant en partie contrebalancés par la hausse des coûts de maintenance.

Les volumes de production du secteur Exploration et production (« E&P ») se sont établis à 114 100 bep/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 125 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la production est attribuable à la déplétion naturelle et aux travaux de maintenance planifiés à White Rose, ces facteurs étant en partie compensés par l'ajout de la production de Hebron, qui s'est établie en moyenne à 13 500 b/j pour le trimestre, et par le forage de développement visant les actifs existants de la côte Est. Le troisième puits productif à Hebron a été mis en service plus tôt que prévu, au début du deuxième trimestre de 2018.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 344 100 b/j au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 435 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et a subi l'incidence de l'exécution de travaux de maintenance les plus importants que la Société ait entrepris dans ses raffineries, y compris à la raffinerie d'Edmonton, qui a subi sa première révision complète. Par conséquent, le taux d'utilisation moyen des raffineries a été ramené à 74 %, contre 94 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats du secteur R&C pour la période considérée ont tiré parti de la vente des stocks de produits raffinés, constitués avant les travaux de révision, et ont été partiellement contrebalancés par l'incidence du retard dans l'achèvement des travaux de révision à la raffinerie d'Edmonton, ce qui a contribué à la pénurie dans l'Ouest canadien. Les problèmes de stocks dans l'Ouest canadien avaient été résolus à la fin du deuxième trimestre.

Mise à jour concernant la stratégie

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

La Société a effectué des dépenses en immobilisations de 1,737 G\$ au cours du deuxième trimestre de 2018, soit une hausse par rapport à 1,659 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de travaux de maintenance planifiés de grande envergure à l'échelle de la Société, plusieurs actifs ayant subi une révision.

L'accélération de la production de Fort Hills a dépassé les attentes pour le trimestre, et Suncor a été en mesure de tester l'usine pour une production dépassant 90 % de sa capacité nominale de 194 000 b/j (105 000 b/j nets pour Suncor), dans le cadre d'un essai de fiabilité qui s'est étendu sur une période d'une semaine. Après la mise en service plus tôt que prévu du troisième et dernier train d'extraction secondaire, la Société visera avant tout à optimiser la capacité d'extraction afin d'atteindre une production fiable soutenue dépassant 90 % de la capacité de l'usine d'ici le quatrième trimestre de 2018. Par conséquent, les prévisions concernant la quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills ont été portées à une fourchette de 60 000 b/j à 70 000 b/j pour l'exercice.

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

Au projet Hebron, la production continue aussi d'augmenter plus rapidement que prévu, l'accroissement des volumes issus du troisième puits productif s'étant produit au début du deuxième trimestre de 2018. Les autres activités du secteur E&P au deuxième trimestre comprenaient les activités de forage de développement à White Rose, à Terra Nova et à Hibernia ainsi que des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de West White et du projet Oda, en Norvège.

« L'une des priorités de la Société est d'amener nos principaux projets de croissance à leur pleine capacité nominale de façon durable, a indiqué Steve Williams. Au fur et à mesure que ces principaux projets se transforment en activités d'exploitation soutenues, nous demeurons engagés à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires et à prioriser les projets liés à nos actifs existants qui permettront d'augmenter les entrées de trésorerie. »

Au cours du deuxième trimestre de 2018, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, la Société a conclu la transaction qu'elle avait déjà annoncée, visant l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja, au large de la Norvège, pour la somme de 55 M\$ US, soit environ 70 M\$. En outre, la Société a acquis une participation supplémentaire de 10 % dans le projet Rosebank, au deuxième trimestre de 2018.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, dans le cadre de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a racheté et annulé pour 609 M\$ d'actions afin de redistribuer 587 M\$ en trésorerie aux actionnaires, sous forme de dividendes. La Société a racheté pour un montant supplémentaire de 240 M\$ de ses actions, aux fins d'annulation, après la clôture du trimestre, ce qui représente des rachats totaux de 849 M\$ depuis la fin du premier trimestre de 2018.

Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions de la Société, de 2,15 G\$ à 3 G\$, ce qui démontre sa confiance en la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

Rapprochement du bénéfice d'exploitation ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Résultat net	972	435	1 761	1 787
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	218	(278)	547	(381)
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises ²⁾	—	32	—	32
Perte sur le remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	10	—	10
Profit sur cession ⁴⁾	—	—	(133)	(437)
Bénéfice d'exploitation ¹⁾	1 190	199	2 175	1 011

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) Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés sur devises résultant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.

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

4) Le premier trimestre de 2018 tenait compte d'un profit hors trésorerie après impôt de 133 M\$ pour le secteur E&P, lié à l'échange d'actifs avec Cambium Energy Inc. et portant sur les propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Le premier trimestre de 2017 tient compte d'un profit après impôt de 345 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, résultant de la vente de la participation de la Société dans le parc éolien de Cedar Point.

Prévisions de la Société

Suncor a révisé les prévisions qu'elle avait publiées le 1^{er} mai 2018 concernant, notamment, la production et les dépenses en immobilisations.

Les prévisions concernant la production totale ont été ramenées d'une fourchette de 740 000 bep/j à 780 000 bep/j à une fourchette de 740 000 bep/j à 750 000 bep/j pour refléter l'incidence des volumes de production pour le premier semestre de 2018 ainsi que la panne de courant survenue à Syncrude à la fin du deuxième trimestre de 2018, ces facteurs étant en partie compensés par l'accélération de la production de Fort Hills. Les prévisions concernant la production du secteur Sables pétrolifères ont été ramenées d'une fourchette de 425 000 b/j à 455 000 b/j à une fourchette de 415 000 b/j à 430 000 b/j,

celles concernant la production de Fort Hills sont passées d'une fourchette de 50 000 b/j à 60 000 b/j à une fourchette de 60 000 b/j à 70 000 b/j. Les prévisions concernant la production de Syncrude ont été ramenées d'une fourchette 150 000 b/j à 165 000 b/j à une fourchette de 140 000 b/j à 145 000 b/j, et les prévisions relatives à la production du secteur E&P sont demeurées dans une fourchette de 105 000 b/j à 115 000 b/j. En conséquence de la révision à la baisse de la fourchette de production du secteur Sables pétrolifères, les prévisions concernant les ventes de pétrole brut synthétique ont également été revues à la baisse, pour être ramenées d'une fourchette de 290 000 b/j à 310 000 b/j à une fourchette de 280 000 b/j à 290 000 b/j.

Les prévisions concernant les dépenses en immobilisations pour l'exercice complet ont été revues à la hausse, passant d'une fourchette de 4,5 G\$ à 5,0 G\$ à une fourchette de 5,2 G\$ à 5,5 G\$, pour refléter la participation accrue dans Syncrude et Fort Hills, les exigences en matière de capital liées à l'acquisition de Fenja, qui a été conclue au deuxième trimestre de 2018, l'accélération de l'investissement dans les projets de croissance futurs et l'augmentation des dépenses liées aux travaux de révision des secteurs Sables pétrolifères et R&C ainsi que de Syncrude. En conséquence, les prévisions concernant les dépenses en immobilisations liées à la production en amont ont augmenté, pour passer d'une fourchette de 3,65 G\$ à 4,05 G\$ à une fourchette de 4,3 G\$ à 4,5 G\$ de même que celles concernant les dépenses en immobilisations liées à la production en aval, qui sont passées d'une fourchette de 800 M\$ à 850 M\$ à une fourchette de 850 M\$ à 900 M\$.

Les prévisions concernant les redevances à la Couronne du secteur Sables pétrolifères sont passées d'une fourchette de 1 % à 3 % à une fourchette de 3 % à 5 %, celles concernant les redevances à la Couronne de Fort Hills sont passées d'une fourchette de 1 % à 3 % à une fourchette de 3 % à 5 % et celles concernant les redevances à la Couronne de Syncrude, d'une fourchette de 6 % à 9 % à une fourchette de 3 % à 6 %, l'augmentation des taux de redevance étant attribuable à une hausse des cours de référence prévus.

Les hypothèses sous-jacentes aux prévisions pour l'exercice au complet ont aussi été ajustées, comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 67,00 \$ US/b à 72,00 \$ US/b; le WTI à Cushing est passé de 63,00 \$ US/b à 66,00 \$ US/b; le WCS à Hardisty, de 41,00 \$ US/b à 44,00 \$ US/b, et le taux de change \$ CA/\$ US, de 0,78 à 0,77. En conséquence de la hausse des projections concernant les cours de référence clés, les prévisions concernant la charge d'impôt exigible pour l'exercice complet ont été revues à la hausse, passant d'une fourchette de 1,05 G\$ à 1,35 G\$ à une fourchette de 1,7 G\$ à 2,0 G\$.

Les prévisions concernant les charges d'exploitation décaissées par baril ont été revues en fonction des modifications apportées aux prévisions de production et pour tenir compte de l'incidence de l'accroissement des coûts de maintenance de Syncrude, comme suit : les prévisions concernant les charges d'exploitation décaissées annuelles de Fort Hills ont été ramenées d'une fourchette de 35,00 \$/b à 40,00 \$/b à une fourchette de 28,50 \$/b à 32,50 \$/b et les prévisions concernant les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont passées d'une fourchette de 32,50 \$/b à 35,50 \$/b à une fourchette de 44,50 \$/b à 47,50 \$/b. Pour des précisions et avis sur les prévisions annuelles de Suncor pour 2018, visitez le www.suncor.com/guidance.

Conversion des mesures

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

RAPPORT DE GESTION

Le 25 juillet 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 semestre clos le 30 juin 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 deuxième trimestre	8
3. Information financière consolidée	9
4. Résultats sectoriels et analyse	14
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	28
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	42
11. Énoncés prospectifs	43

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 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 ni des 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 la mesure la plus directement comparable établie conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Facteurs de risque et information prospective

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

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU DEUXIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du deuxième trimestre

- Suncor a enregistré un bénéfice net de 972 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 435 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net du deuxième trimestre de 2018 tient compte d'une perte de change latente après impôt de 218 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 278 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge après impôt de 10 M\$ liée au remboursement anticipé de la dette, déduction faite des couvertures de change connexes, et d'une perte hors trésorerie après impôt de 32 millions de dollars découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change.
- Pour le deuxième trimestre de 2018, Suncor a enregistré un bénéfice d'exploitation¹⁾ de 1,190 G\$, en comparaison de 199 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, à la hausse de la production *in situ* et de la production de Syncrude et à la production supplémentaire tirée de Fort Hills et de Hebron. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'envergure exécutés à l'égard des installations du secteur Sables pétrolifères et des raffineries de la Société, par l'augmentation des charges d'exploitation liées à Fort Hills et à Hebron et à l'augmentation de 5 % de la participation dans Syncrude, ainsi que par la diminution des intérêts incorporés à l'actif. La production du secteur Sables pétrolifères a été supérieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Toutefois, la production de pétrole brut synthétique s'est ressentie des premiers travaux de révision planifiés d'envergure exécutés à l'usine de valorisation 1 depuis le passage à un cycle de cinq ans. La production de Syncrude pour le deuxième trimestre de 2018 a également été touchée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure et par une panne d'électricité survenue vers la fin du trimestre, mais elle a néanmoins été plus élevée que celle du deuxième trimestre de 2017, ce qui s'explique par l'incident qui était survenu à une installation au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et par la participation directe supplémentaire de 5 % acquise au cours du premier trimestre de 2018.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,862 G\$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 1,627 G\$ au deuxième 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 ainsi qu'une hausse de la rémunération fondée sur des actions hors trésorerie. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,446 G\$ pour le deuxième trimestre de 2018, contre 1,671 G\$ pour le deuxième trimestre de 2017.
- **À Fort Hills, le troisième et dernier train d'extraction a été mis en service avec succès.** La production du trimestre s'est établie à une moyenne nette pour Suncor de 70 900 b/j et continue de s'accroître plus rapidement que prévu.
- **Une forte croissance soutenue de la cadence de production a été enregistrée à Hebron.** La production du trimestre s'est établie en moyenne à 13 500 b/j. Un troisième puits de production a été foré au début du deuxième trimestre de 2018, en avance sur le calendrier prévu.
- **Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ liées aux activités *in situ* se sont établies en moyenne à 7,90 \$/b pour le trimestre.** Il s'agit du quatrième trimestre d'affilée pour lequel les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* sont inférieures à 10 \$ par baril.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a enregistré d'excellents résultats en dépit d'importants travaux de maintenance planifiés.** L'amélioration des marges de craquage de référence et la vente des stocks constitués à des fins stratégiques ont permis au secteur R&C de dégager un montant de 884 M\$ au titre des fonds provenant de l'exploitation, et ce, malgré l'achèvement d'un des plus importants programmes de maintenance jamais entrepris par la Société.
- **Suncor a continué à redistribuer de la valeur aux actionnaires.** La Société a versé des dividendes de 587 M\$ aux actionnaires et a racheté une tranche de 849 M\$ de ses actions depuis la fin du premier trimestre de 2018, y compris des rachats convenus après la clôture du deuxième trimestre de 2018.

1) Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation et les charges d'exploitation décaissées *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.

- Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de la valeur du programme de rachat d'actions. L'approbation permet à la Société d'accroître la valeur totale des actions pouvant être rachetées dans le cadre de ce programme, la faisant passer de 2,15 G\$ à 3,0 G\$, ce qui démontre la confiance en la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et témoigne de son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 30 juin 2017	2018	Semestres clos les 30 juin 2017
Résultat net				
Sables pétrolifères	368	(277)	450	25
Exploration et production	311	182	706	354
Raffinage et commercialisation	685	346	1 491	1 175
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(392)	184	(886)	233
Total	972	435	1 761	1 787
Résultat d'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	368	(277)	450	25
Exploration et production	311	182	573	354
Raffinage et commercialisation	685	346	1 491	821
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(174)	(52)	(339)	(189)
Total	1 190	199	2 175	1 011
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾				
Sables pétrolifères	1 446	573	2 425	1 682
Exploration et production	545	438	1 047	919
Raffinage et commercialisation	884	504	1 849	1 079
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(13)	112	(295)	(29)
Total	2 862	1 627	5 026	3 651
Dépenses en immobilisations et frais de prospection²⁾				
Maintien	1 387	894	2 194	1 293
Croissance	350	765	757	1 572
Total	1 737	1 659	2 951	2 865

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 30 juin 2017	2018	Périodes de 12 mois closes les 30 juin 2017
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	874	186	4 417	3 621

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

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

Faits saillants de l'exploitation

	2018	Trimestres clos les 30 juin 2017	2018	Semestres clos les 30 juin 2017
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	547,6	413,6	559,7	501,6
Exploration et production (kbep/j)	114,1	125,5	115,9	130,0
Total (kbep/b)	661,7	539,1	675,6	631,6
Composition de la production				
Pétrole brut et liquides/gaz naturel (%)	100/0	99/1	100/0	99/1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	74	94	86	94
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	344,1	435,5	398,5	432,7

Résultat net

La Société a enregistré un bénéfice net consolidé de 972 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018, en comparaison d'un bénéfice net de 435 M\$ 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 :

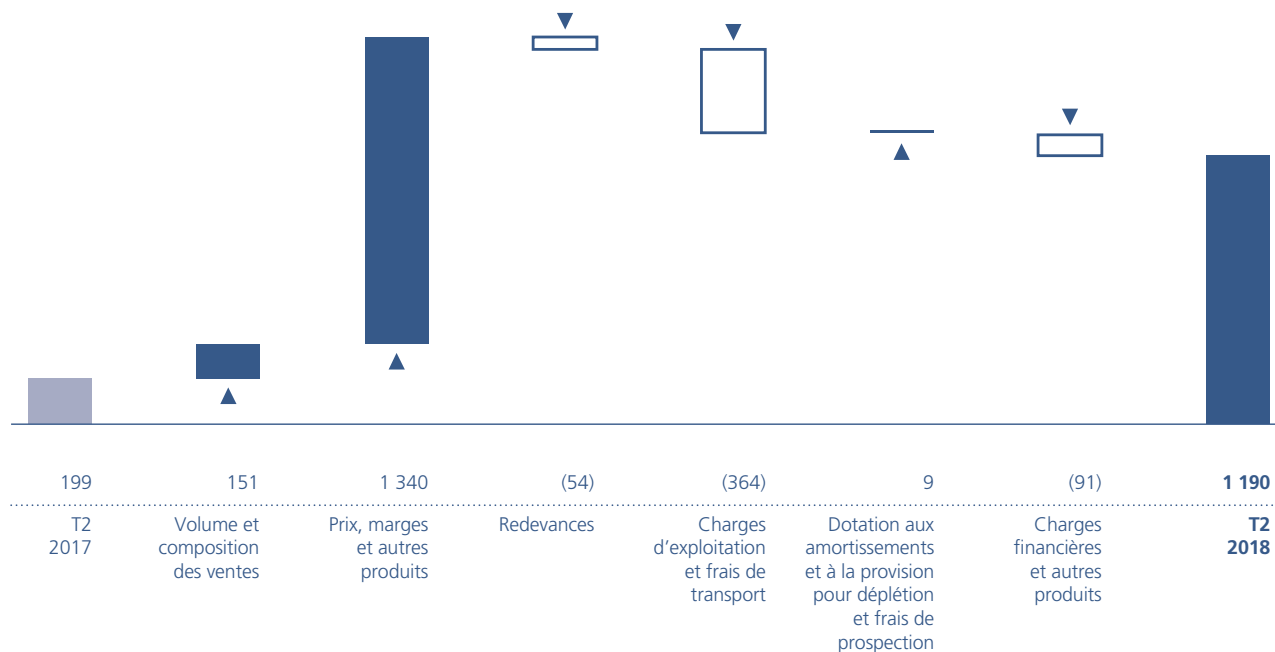
- La réévaluation de la dette libellée en dollars américains a donné lieu à une perte de change latente après impôt de 218 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 278 M\$ pour le deuxième trimestre de 2017.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2017 tenait compte d'une perte hors trésorerie après impôt de 32 M\$ découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change.
- Le résultat net du deuxième trimestre de 2017 tenait compte d'une charge après impôt de 10 M\$ découlant du remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des profits sur couverture de change réalisés connexes.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	2018	Trimestres clos les 30 juin 2017	2018	Semestres clos les 30 juin 2017
Résultat net	972	435	1 761	1 787
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	218	(278)	547	(381)
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ²⁾	—	32	—	32
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	10	—	10
Profit sur cession ⁴⁾	—	—	(133)	(437)
Résultat d'exploitation ¹⁾	1 190	199	2 175	1 011

- 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) Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change découlant de variations des taux d'intérêt à long terme et des taux de change dans le secteur Siège social.
- 3) Charges liées au remboursement anticipé de la dette dans le secteur Siège social, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.
- 4) Le 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 Energy Inc. (« 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 345 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 deuxième trimestre de 2018, Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation consolidé de 1,190 G\$, en comparaison de 199 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, à la hausse de la production *in situ* et de la production de Syncrude et à la production supplémentaire tirée des projets Fort Hills et Hebron. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par l'incidence de travaux de maintenance planifiés d'envergure exécutés à l'égard des installations du secteur Sables pétrolifères et des raffineries de la Société, par l'augmentation des charges d'exploitation liées à Fort Hills et à Hebron et à l'augmentation de 5 % de la participation dans Syncrude, ainsi que par la diminution des intérêts incorporés à l'actif. La production du secteur Sables pétrolifères a été supérieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Toutefois, la production de pétrole brut synthétique s'est ressentie des premiers travaux de révision planifiés d'envergure exécutés à l'usine de valorisation 1 depuis le passage à un cycle de cinq ans. La production de Syncrude pour le trimestre écoulé a également été touchée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure et par une panne d'électricité survenue vers la fin du trimestre, mais elle a néanmoins été plus élevée que celle du deuxième trimestre de 2017, ce qui s'explique par l'incident qui était survenu à une installation au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et par la participation directe supplémentaire de 5 % acquise au cours du premier trimestre de 2018.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Sables pétrolifères	33	6	55	21
Exploration et production	4	1	5	3
Raffinage et commercialisation	16	3	28	12
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	64	9	111	55
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	117	19	199	91

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour s'établir à 117 M\$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 19 M\$ au deuxième trimestre de 2017, en raison d'une hausse du cours de l'action de la Société.

Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des semestres clos les	
		2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	67,90	48,30	65,40	50,05
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	74,40	49,85	70,60	51,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	12,40	5,80	10,05	7,40
MSW à Edmonton	\$ CA/b	80,95	62,30	76,70	63,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	48,65	37,20	43,65	37,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	19,25	11,10	21,75	12,80
Condensat à Edmonton	\$ US/b	68,50	48,45	65,80	50,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	1,20	2,80	1,65	2,75
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	56,00	19,30	45,65	20,85
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,65	16,35	18,10	14,45
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,30	14,40	15,60	12,80
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	27,90	21,25	24,15	19,85
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,25	16,80	17,90	15,40
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,74	0,78	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	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 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 deuxième trimestre de 2018 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence positive de la hausse du prix du WTI, qui est passé de 48,30 \$ US/b au deuxième trimestre de 2017 à 67,90 \$ 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 80,95 \$/b, alors qu'il était de 62,30 \$/b au deuxième trimestre de l'exercice précédent, et le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour atteindre 48,65 \$ US/b au deuxième trimestre de 2018, alors qu'il était de 37,20 \$ US/b au deuxième trimestre de 2017, ce qui représente une augmentation moindre que celle du WTI, en raison de l'incidence que continuent d'avoir les plus grands écarts de prix du pétrole brut lourd attribuables à la capacité de transport par pipeline insuffisante sur le marché du brut en Alberta.

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

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir en moyenne à 74,40 \$ US/b au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 49,85 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le prix du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 1,20 \$ le kpi³ au deuxième trimestre de 2018, en baisse comparativement à 2,80 \$ 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 56,00 \$/MWh au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 19,30 \$/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 deuxième trimestre de 2018, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,77 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,74 \$ 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 deuxième trimestre de 2018 par rapport à ceux obtenus au deuxième trimestre de 2017.

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

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

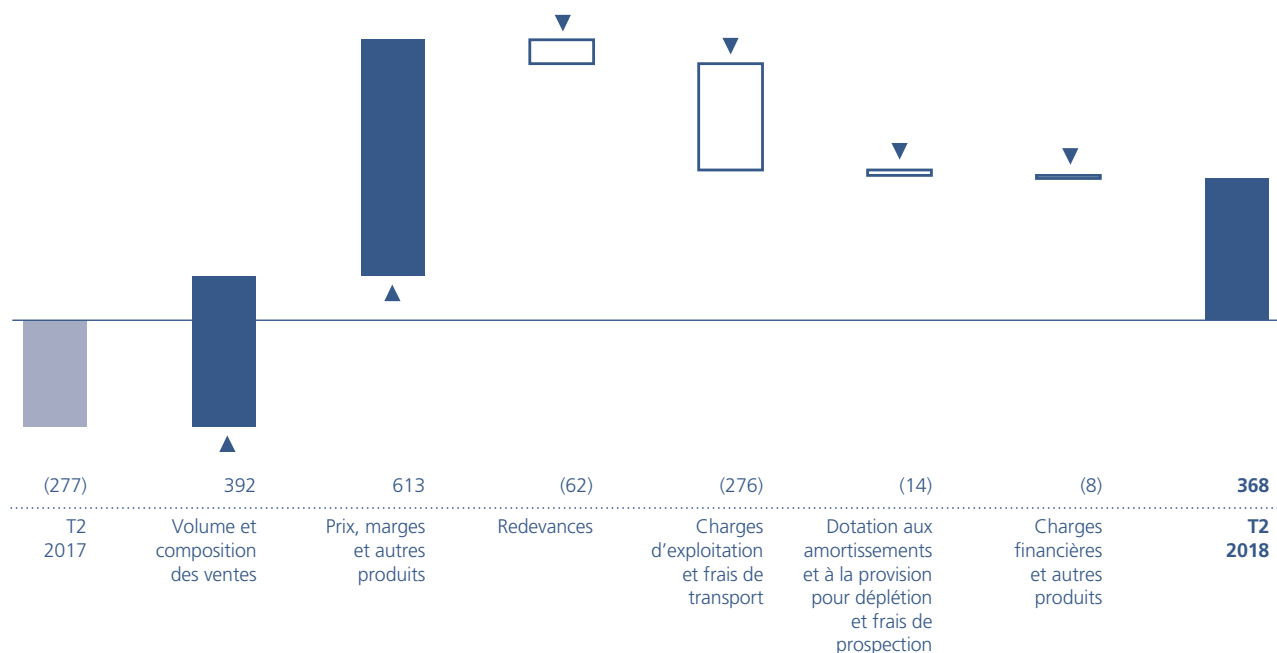
SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Produits bruts ¹⁾	4 180	2 535	7 779	5 858
Moins les redevances	(124)	(37)	(170)	(98)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 056	2 498	7 609	5 760
Résultat net	368	(277)	450	25
Résultat d'exploitation ²⁾	368	(277)	450	25
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	1 446	573	2 425	1 682

- 1) Les chiffres du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 deuxième trimestre de 2018, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 368 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 277 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la hausse de la production *in situ* et de la production de Syncrude ainsi qu'à la production supplémentaire tirée de Fort Hills, partiellement contrebalancées par la diminution de la production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères qui a résulté de l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés, par l'augmentation des coûts de maintenance liés à Syncrude et aux installations du secteur Sables pétrolifères et par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	246,2	295,0	266,8	317,1
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(8,3)	(6,4)	(8,2)	(6,5)
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	237,9	288,6	258,6	310,6
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	121,0	64,0	123,2	89,7
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	358,9	352,6	381,8	400,3
Bitume de Fort Hills	70,9	—	50,5	—
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	(2,6)	—
Total du bitume de Fort Hills	70,9	—	47,9	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	120,0	61,1	132,4	102,3
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,2)	(0,1)	(2,4)	(1,0)
Total de la production de Syncrude	117,8	61,0	130,0	101,3
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	547,6	413,6	559,7	501,6

- 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 8 300 b/j de diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2018, 6 300 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 2 000 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 358 900 b/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 352 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est attribuable à la hausse de la production *in situ*, la production du trimestre correspondant de l'exercice précédent ayant subi les contrecoups des travaux de révision menés à Firebag, partiellement contrebalancée par le fléchissement de la production du secteur Sables pétrolifères qui a découlé des premiers travaux de révision d'envergure exécutés à l'usine de valorisation 1 depuis le passage à un cycle de maintenance de cinq ans. Le taux d'utilisation des installations de valorisation a diminué pour s'établir à 69 % au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 83 % au deuxième trimestre de l'exercice précédent. La production du deuxième trimestre de 2017 s'était également ressentie de l'exécution de travaux de maintenance planifiés.

Par suite de la mise en service réussie du troisième et dernier train d'extraction le 11 mai 2018, la production de bitume de Fort Hills a atteint en moyenne 70 900 b/j, nets pour Suncor, et elle continue de s'accroître à un rythme plus rapide que prévu.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	59,6	104,4	71,9	114,6
Diesel	32,4	29,6	26,4	29,9
Pétrole brut synthétique sulfureux	159,0	160,1	168,5	169,8
Produits valorisés	251,0	294,1	266,8	314,3
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	113,7	86,0	115,9	95,4
Sables pétrolifères	364,7	380,1	382,7	409,7
Bitume de Fort Hills	64,0	—	36,2	—
Syncrude	117,8	61,0	130,0	101,3
Total	546,5	441,1	548,9	511,0

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 364 700 b/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 380 100 b/j au deuxième trimestre de 2017, ce qui s'explique par la baisse de production conjuguée à un prélèvement sur les stocks moins important qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le troisième et dernier train d'extraction à Fort Hills a été mis en service au deuxième trimestre de 2018, ce qui s'est traduit par des ventes de bitume de 64 000 b/j, nettes pour Suncor, et par une accumulation des stocks de bitume, alors que la cadence de production du projet continue de s'accélérer et que des volumes de production accrus sont acheminés vers les marchés.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 117 800 b/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 61 000 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'incidence considérable de l'incident survenu à une installation au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et par l'acquisition par Suncor d'une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018, partiellement contrebalancées par la poursuite de travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre écoulé et par une panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre. Syncrude a élaboré un plan de remise en service à la suite de cette panne d'électricité et une partie de la capacité de production de la première unité de cokéfaction s'est rétablie dans la deuxième moitié de juillet. Un retour progressif à la normale est prévu pour septembre.

Production de bitume

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	195,4	293,1	218,4	298,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	286,5	448,3	324,3	458,7
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,65	0,67	0,65
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	201,9	110,9	203,8	156,6
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,6	2,7	2,6
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	34,4	30,0	34,7	32,8
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,9	3,2	2,9	3,1
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	236,3	140,9	238,5	189,4
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	431,7	434,0	456,9	487,6
Fort Hills				
Production de bitume (kb/j)	70,9	—	50,5	—
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	111,0	—	80,5	—
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,64	—	0,63	—
Syncrude				
Production de bitume (kb/j)	142,7	82,4	157,9	126,0
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	233,7	116,9	255,8	196,3
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,61	0,70	0,62	0,64
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	645,3	516,4	665,3	613,6

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a diminué au deuxième trimestre de 2018 pour s'établir à 431 700 b/j, en comparaison de 434 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable au fléchissement de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères qui a résulté des travaux de maintenance planifiés exécutés à l'usine de valorisation 1, partiellement contrebalancé par la hausse de la production *in situ*, la production du trimestre correspondant de l'exercice précédent ayant subi les répercussions de travaux de révision exécutés à Firebag.

La production de bitume de Fort Hills pour le deuxième trimestre de 2018 s'est établie à 70 900 b/j, nets pour Suncor, à la suite du démarrage réussi des activités au premier trimestre de 2018 et de la mise en service subséquente des deuxième et troisième trains d'extraction.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour s'établir à 142 700 b/j, nets pour Suncor, au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 82 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique principalement par l'incident survenu à une installation au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et par la participation directe supplémentaire acquise par Suncor plus tôt en 2018, partiellement contrebalancés par l'incidence des travaux de maintenance planifiés exécutés au cours de la période et par la panne d'électricité survenue vers la fin du deuxième trimestre de 2018.

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	80,00	60,51	74,99	61,47
Bitume	42,84	29,39	35,10	28,26
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	68,41	53,47	62,91	53,70
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(19,77)	(11,80)	(20,94)	(13,03)
Fort Hills (bitume)	51,86	—	49,70	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	86,16	60,44	81,09	64,31
Syncrude, par rapport au WTI	(2,02)	(4,83)	(2,76)	(2,42)

1) Les prix obtenus présentés pour le deuxième trimestre de 2017 ont été retraités pour rendre compte des nouvelles exigences en matière de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation, ainsi que pour éliminer l'incidence des activités liées à la gestion des risques. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 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 68,41 \$/b au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 53,47 \$/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 reflétant une plus grande proportion de pétrole brut lourd et sulfureux et par l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd 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 51,86 \$/b au deuxième trimestre de 2018, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes réalisées sur la côte américaine du golfe du Mexique, où Suncor a été en mesure d'obtenir des prix plus élevés, conjuguée à une amélioration de la qualité du bitume de type paraffinique provenant de Fort Hills.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 86,16 \$/b au deuxième trimestre de 2018, comparativement à 60,44 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation du cours de référence du WTI et par l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement contrebalancées par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.

Redevances

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

Charges et autres facteurs

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

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison de l'augmentation des travaux de maintenance planifiés liés à la révision de l'usine de valorisation 1 et de la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, partiellement contrebalancées par la diminution du prix du gaz naturel.

Le quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude a été plus élevée qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation de la part des charges d'exploitation de Syncrude qui a résulté de l'acquisition par Suncor d'une participation directe supplémentaire de 5 % au premier trimestre de 2018 et par la hausse des coûts des travaux de maintenance planifiés. Cette hausse des charges d'exploitation a été partiellement contrebalancée par la baisse des prix du gaz naturel et par la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, durant lequel un incident était survenu à une installation.

À Fort Hills, des charges d'exploitation et des frais de transport ont commencé à être enregistrés au premier trimestre de 2018, alors que la production continue de s'intensifier jusqu'à l'atteinte de la pleine capacité.

La dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et les frais de prospection du deuxième trimestre de 2018 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de 2017, en raison de l'ajout de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation relative à Fort Hills et de l'augmentation de la quote-part de la dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation liée à Syncrude qui a découlé de la participation directe supplémentaire de 5 % acquise durant le premier trimestre.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 848	1 575	3 720	3 128
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 056	1 024	2 123	1 994
Coûts non liés à la production ²⁾	(46)	(11)	(77)	(32)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(41)	(73)	(107)	(122)
Variations des stocks	(29)	(47)	(17)	(36)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères	940	893	1 922	1 804
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	28,65	27,80	27,70	24,90
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées ¹⁾ liées à Fort Hills				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	184	—	328	—
Coûts non liés à la production ²⁾	(55)	—	(71)	—
Variations des stocks	56	—	72	—
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ liées à Fort Hills	185	—	329	—
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ liées à Fort Hills (\$/b)	28,55	—	35,90	—
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	608	551	1 269	1 134
Coûts non liés à la production ²⁾	(5)	(8)	(15)	(14)
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude	603	543	1 254	1 120
Charges d'exploitation décaissées ¹⁾ de Syncrude (\$/b)	56,25	97,80	53,25	61,05

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

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

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

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 28,65 \$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 27,80 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse des charges d'exploitation, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la production. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont augmenté, passant de 893 M\$ au deuxième trimestre de 2017 à 940 M\$ au deuxième trimestre de 2018, en raison de l'augmentation du volume de travaux de maintenance planifiés, partiellement contrebalancée par la diminution du prix du gaz naturel.

Au deuxième 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.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères pour le deuxième trimestre de 2018 reflètent la baisse de l'énergie excédentaire disponible à la vente et des charges non monétaires liées au gaz naturel, en partie contrebalancée par la hausse du prix de l'électricité par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères enregistrées au deuxième trimestre de 2018 ont été moins prononcées qu'au deuxième trimestre de 2017, en raison des prélèvements moins importants sur les stocks.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills se sont établies à 28,55 \$ au deuxième trimestre de 2018 et continuent de refléter l'incidence de la prise en compte du plein montant des charges d'exploitation qui reflète l'accroissement continu de la cadence de production en vue de l'atteinte de la pleine capacité. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production, les coûts de démarrage de projet et les produits liés à la vente de l'énergie excédentaire disponible produite, alors que la production de Fort Hills s'accélère pour atteindre sa pleine capacité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 56,25 \$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 97,80 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à la hausse de la production, partiellement contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation dont il est question ci-dessus. La quote-part de Suncor des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 603 M\$, contre 543 M\$ au deuxième trimestre de 2017.

Résultats du premier semestre de 2018

Pour le premier semestre de 2018, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 450 M\$, en comparaison de 25 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette progression est attribuable à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, à la hausse des volumes de production et à la diminution du coût du gaz naturel, partiellement contrebalancées par l'ajout des charges d'exploitation liées à Fort Hills en 2018, par l'augmentation des coûts de maintenance et par les charges d'exploitation supplémentaires découlant de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 2,425 G\$ pour le premier semestre de 2018, en comparaison de 1,682 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 27,70 \$ pour le premier semestre de 2018, en hausse par rapport à 24,90 \$/b en moyenne pour le premier semestre de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des coûts de maintenance, partiellement contrebalancée par la baisse des prix du gaz naturel.

Les charges d'exploitation décaissées liées à Fort Hills se sont chiffrées en moyenne à 35,90 \$ pour le premier semestre de 2018.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies en moyenne à 53,25 \$ pour le premier semestre de 2018, en baisse par rapport à 61,05 \$ en moyenne pour le premier semestre de 2017, ce qui s'explique par la hausse de la production, la production de la période correspondante de l'exercice précédent s'étant grandement ressentie d'un incident survenu à une installation, partiellement contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation qui a découlé de l'augmentation du volume de travaux de maintenance.

Travaux de maintenance planifiés

En raison de la panne d'électricité survenue à la fin du deuxième trimestre, Syncrude fait avancer certains travaux de maintenance planifiés, initialement prévus pour l'automne 2018 et le printemps 2019. Le secteur Sables pétrolifères prévoit commencer ses travaux de maintenance à l'usine de valorisation 2 au cours du troisième trimestre de 2018. Au deuxième trimestre de 2018, MacKay River a continué et terminé ses travaux de maintenance des unités de cogénération qui étaient initialement prévus pour le troisième trimestre de 2018, et ce, afin qu'ils concordent avec les travaux de maintenance des pipelines des tiers. L'incidence prévue de ces travaux a été prise en compte dans les prévisions révisées de la Société pour 2018.

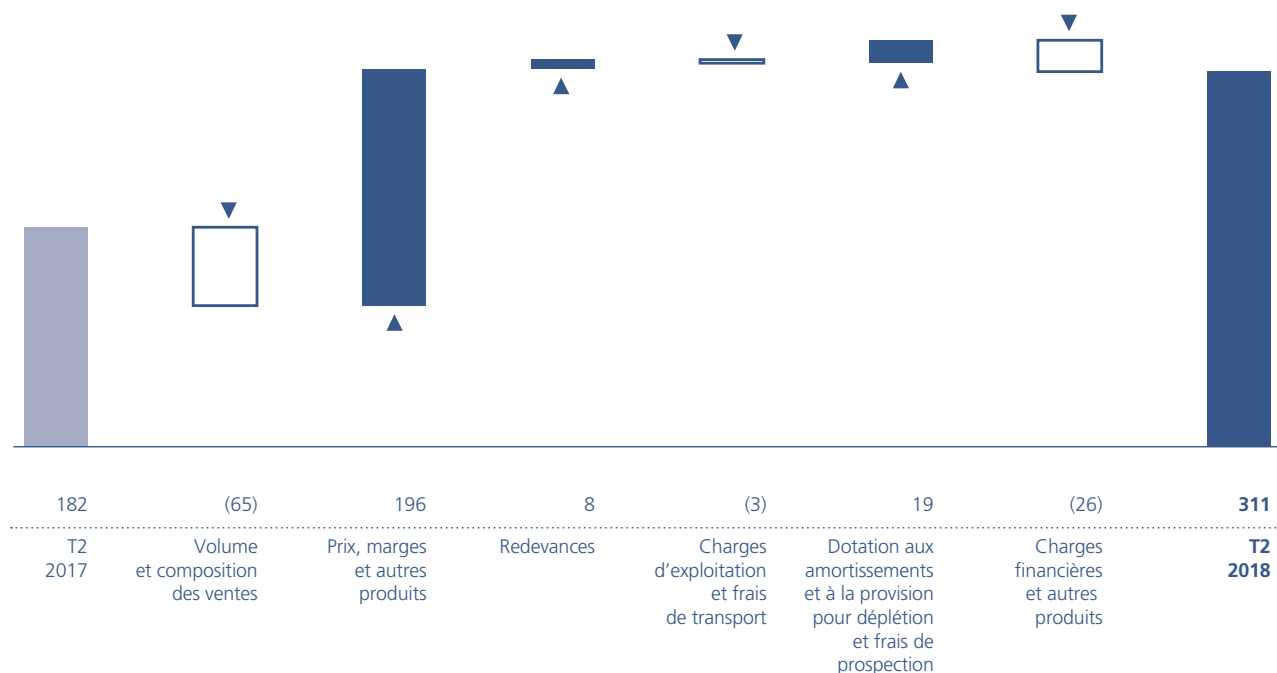
EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Produits bruts ¹⁾	1 010	807	1 948	1 691
Moins les redevances ¹⁾	(65)	(76)	(147)	(163)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	945	731	1 801	1 528
Résultat net	311	182	706	354
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit hors trésorerie sur un échange d'actifs ²⁾	—	—	(133)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	311	182	573	354
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	545	438	1 047	919

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

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



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

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 311 M\$ au deuxième trimestre de 2018, en hausse comparativement à celui de 182 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, de la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et de la baisse des redevances, partiellement contrebalancées par la diminution globale des volumes de ventes.

Volumes de production

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	13,6	11,0	14,5	12,9
Hibernia (kb/j)	25,5	30,0	25,8	30,1
White Rose (kb/j)	6,0	12,9	7,4	13,0
Hebron (kb/j)	13,5	—	10,9	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	1,8	1,0	2,3
	58,6	55,7	59,6	58,3
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	39,4	45,3	39,9	47,1
Golden Eagle (kbep/j)	12,6	20,1	13,4	20,2
Royaume-Uni (kbep/j)	52,0	65,4	53,3	67,3
Libye (kb/j)	3,5	4,4	3,0	4,4
	55,5	69,8	56,3	71,7
Production totale (kbep/j)	114,1	125,5	115,9	130,0
Composition (liquides/gaz) (%)	99/1	97/3	98/2	97/3
Total des volumes de ventes (kbep/j)	110,2	130,3	116,0	133,5

La production d'E&P Canada s'est établie en moyenne à 58 600 bep/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 55 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable à la production supplémentaire provenant de Hebron et à la production supplémentaire générée par les travaux de forage de développement portant sur les actifs existants de la côte Est du Canada, partiellement contrebalancées par la déplétion naturelle et par l'exécution de travaux de maintenance planifiés à White Rose au cours du trimestre.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 55 500 bep/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 69 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la déplétion naturelle à Buzzard et à Golden Eagle 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 110 200 bep/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 130 300 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production, conjuguée à l'accumulation de stocks sur la côte Est du Canada au deuxième trimestre de 2018 qui a résulté du calendrier d'expédition des pétroliers, comparativement à un prélèvement sur les stocks au deuxième trimestre de 2017.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	95,06	64,65	88,53	66,34
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	2,62	1,94	2,55
E&P International (\$/bep)	91,81	61,81	86,36	63,86

Les prix obtenus pour le pétrole brut provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont augmenté au deuxième 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 des taux de change défavorables attribuables au raffermissement du dollar canadien.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le deuxième trimestre de 2018 ont été inférieures à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la production et du règlement d'un litige en matière de redevances portant sur des exercices précédents, partiellement contrebalancés par la hausse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté au deuxième 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. Cette augmentation a été partiellement contrebalancée par la baisse globale des charges d'exploitation liées aux autres actifs extracôtiers de Suncor.

La dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion du deuxième trimestre de 2018 a diminué par rapport à celle du deuxième trimestre de 2017, en raison principalement de la diminution de la production et des taux de déplétion au Royaume-Uni au deuxième trimestre de 2017.

Résultats du premier semestre de 2018

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 573 M\$ pour le premier semestre de 2018, en comparaison de 354 M\$ pour le premier semestre de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, à la baisse des frais de prospection, à la diminution de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et à la baisse des redevances, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production et par la hausse des charges d'exploitation qui a découlé de l'ajout des charges d'exploitation liées au projet Hebron.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,047 G\$ pour le premier semestre de 2018, en comparaison de 919 M\$ pour le premier semestre de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à la baisse des redevances, partiellement contrebalancées par le fléchissement de la production et par la hausse des charges d'exploitation qui a découlé de l'ajout des charges d'exploitation liées au projet Hebron.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Des travaux de maintenance planifiés d'une durée de trois semaines devraient débuter à Terra Nova au troisième trimestre de 2018. Les prévisions révisées de la Société pour 2018 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

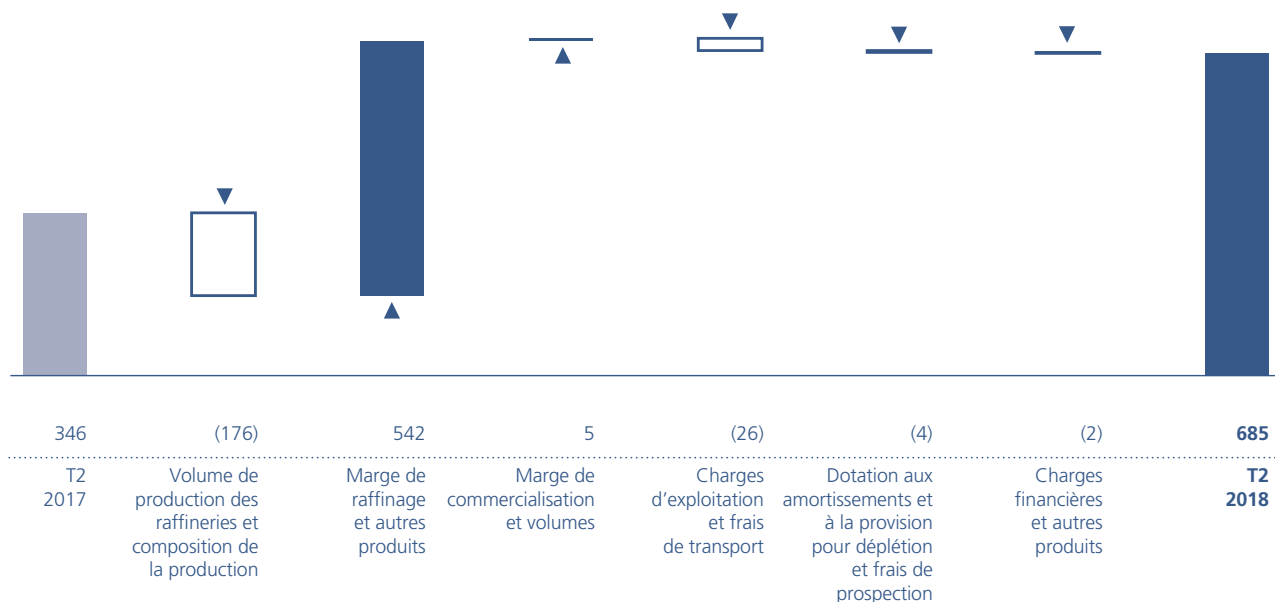
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Produits d'exploitation ¹⁾	5 910	4 686	11 336	9 266
Résultat net	685	346	1 491	1 175
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	—	(354)
Résultat d'exploitation ³⁾	685	346	1 491	821
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	884	504	1 849	1 079

- 1) Les chiffres du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2017 ont été retraités afin de rendre compte des nouvelles exigences de comptabilisation des produits des activités ordinaires d'IFRS 15, sans que cela ait eu d'incidence sur le résultat net ou le résultat d'exploitation. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2018 pour plus de précisions sur les retraitements découlant de l'application d'IFRS 15.
- 2) Profit après impôt découlant de la vente du groupe Lubrifiants Petro-Canada de la Société réalisée au cours du premier trimestre de 2017.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 685 M\$ pour le deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 346 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des marges de craquage de référence, à l'élargissement des écarts de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et aux importants écarts liés à l'emplacement des produits, partiellement contrebalancés par la diminution du débit de traitement du brut associée à l'une des plus longues périodes de maintenance planifiée d'une raffinerie dans l'histoire de la Société, par l'incidence du raffermissement du dollar canadien et par le fléchissement des volumes de ventes par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats du secteur R&C pour le deuxième trimestre de 2018 ont bénéficié de la vente des stocks de produits raffinés constitués à des fins stratégiques avant le début des travaux de révision, mais ont souffert d'un retard dans l'achèvement des travaux de révision entrepris à la raffinerie d'Edmonton, retard qui a contribué à la pénurie de produits qui a frappé l'Ouest canadien. Ces problèmes d'approvisionnement ont été résolus depuis.

Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	182,0	208,6	199,8	211,6
Ouest de l'Amérique du Nord	162,1	226,9	198,7	221,1
Total	344,1	435,5	398,5	432,7
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	82	94	90	95
Ouest de l'Amérique du Nord	68	95	83	92
Total	74	94	86	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	242,0	236,8	237,9	233,4
Distillat	181,7	191,2	192,9	191,7
Autres	76,3	93,9	75,7	89,9
Total	500,0	521,9	506,5	515,0
Marge de raffinage²⁾ (\$/b)	27,40	18,85	29,05	20,55
Charges d'exploitation de raffinage²⁾ (\$/b)	6,25	5,05	5,45	5,25

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

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries a diminué pour s'établir à 344 100 b/j au deuxième trimestre de 2018, contre 435 500 b/j au deuxième trimestre de 2017, en raison des travaux de maintenance planifiés exécutés aux quatre raffineries de Suncor. Les travaux de maintenance les plus importants ont eu lieu aux raffineries de Sarnia et d'Edmonton, cette dernière faisant l'objet des premiers travaux de révision complets de son histoire. La totalité des travaux de révision d'envergure planifiés pour le deuxième trimestre ont été achevés et la cadence de production de toutes les raffineries est revenue à la normale avant la clôture du trimestre.

Les ventes totales de produits raffinés ont diminué pour se chiffrer à 500 000 b/j au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de 521 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable aux importants travaux de maintenance planifiés qui ont eu lieu tout au long du trimestre, de même qu'à un retard dans l'achèvement des travaux de révision de la raffinerie d'Edmonton, retard qui a contribué à la pénurie de produits dans certaines stations-service de l'Ouest canadien, ce qui a été partiellement contrebalancé par la vente des stocks constitués à des fins stratégiques au premier trimestre de 2018.

Prix et marges

Les marges brutes qui ont été dégagées sur les produits raffinés ont été plus élevées au deuxième 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, les écarts de prix favorables entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et l'amélioration des écarts liés à l'emplacement des produits, partiellement contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien.
- Au deuxième 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 151 M\$ après impôt, tandis qu'elle s'était traduite par une baisse du résultat d'exploitation de 38 M\$ après impôt au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence favorable de 189 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 deuxième trimestre de 2018 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration des marges unitaires sur les ventes en gros et du plus grand apport des produits des activités ordinaires non liés au pétrole, partiellement contrebalancés par la réduction des marges de détail et par le fléchissement des ventes, comme il est indiqué précédemment.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2018 qu'au deuxième trimestre de 2017, en raison de l'augmentation de la rémunération fondée sur des actions et des coûts de maintenance supplémentaires qui ont découlé des travaux de révision exécutés au cours du trimestre écoulé, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la diminution des prix du gaz naturel.

Résultats du premier semestre de 2018

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1,491 G\$ pour le premier semestre de 2018, en comparaison de 821 M\$ pour le premier semestre de 2017. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des marges de craquage de référence, aux écarts de prix favorables entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et aux écarts liés à l'emplacement des produits, partiellement contrebalancés par la baisse du débit de traitement et par le fléchissement des volumes de ventes. Au premier semestre de 2018, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS, s'est traduite par une hausse du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation de 204 M\$ après impôt, comparativement à 5 M\$ après impôt au premier semestre de 2017.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,849 G\$ pour le premier semestre de 2018, en comparaison de 1,079 G\$ pour le premier semestre de 2017. Cette hausse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

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

Travaux de maintenance planifiés

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

SIÈGE SOCIAL, NÉGOCIATION DE L'ÉNERGIE ET ÉLIMINATIONS

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Résultat net	(392)	184	(886)	233
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	218	(278)	547	(381)
Perte hors trésorerie découlant de l'évaluation à la valeur de marché des swaps de taux d'intérêt et des dérivés de change ¹⁾	—	32	—	32
Perte découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	—	10	—	10
Profit sur cession importante ³⁾	—	—	—	(83)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	(174)	(52)	(339)	(189)
Énergie renouvelable	—	1	1	(1)
Négociation de l'énergie	22	(4)	13	(15)
Siège social	(231)	(75)	(421)	(215)
Éliminations	35	26	68	42
Fonds (affectés à) provenant de l'exploitation ⁴⁾	(13)	112	(295)	(29)

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

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

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

Énergie renouvelable

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Volume de production d'énergie commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	42	76	99	163

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 néant au deuxième trimestre de 2018, les produits tirés de l'électricité ayant contrebalancé les charges, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Négociation de l'énergie

Les activités liées à la négociation de l'énergie ont donné lieu à un bénéfice d'exploitation de 22 M\$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 4 M\$ au deuxième trimestre de 2017, ce qui s'explique par les activités de négociation du brut favorables en Amérique du Nord et par les écarts avantageux liés à l'emplacement du pétrole brut lourd.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 231 M\$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 75 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 qui a découlé de l'achèvement des grands projets de croissance de la Société, par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie et par la diminution du profit de change lié aux activités d'exploitation au cours du trimestre écoulé. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par le produit d'intérêts lié à un règlement fiscal d'une période précédente et la baisse des charges d'intérêts qui a découlé de la diminution de la dette à long terme de la Société. Au deuxième trimestre de 2018, Suncor a incorporé une tranche de 25 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 196 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la mise en service des projets de croissance Fort Hills et Hebron de la Société.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report du profit sur les ventes de pétrole brut entre les secteurs Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au deuxième trimestre de 2018, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 35 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 26 M\$ au deuxième trimestre de 2017. Cette augmentation est principalement attribuable au prélèvement effectué sur les stocks de produits raffinés à la raffinerie d'Edmonton, lequel a permis de soutenir les ventes durant l'exécution des travaux de révision au deuxième trimestre de 2018.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 13 M\$ au deuxième trimestre de 2018, en comparaison de fonds provenant de l'exploitation de 112 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Outre les facteurs susmentionnés liés à la trésorerie et qui ont influé sur le résultat d'exploitation, la diminution des fonds provenant de l'exploitation s'explique par l'incidence favorable qu'avaient eue, au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les économies d'impôt exigible liées au remboursement anticipé de la dette.

Résultats du premier semestre de 2018

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 339 M\$ pour le premier semestre de 2018, en comparaison d'une perte d'exploitation de 189 M\$ pour le premier semestre de 2017. Cette augmentation est attribuable à la diminution des intérêts incorporés à l'actif, à la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie et à la diminution des profits de change liés aux activités d'exploitation, partiellement contrebalancées par l'augmentation du profit intersectoriel réalisé. Au premier semestre de 2018, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 102 M\$ de ses coûts d'emprunt, en baisse comparativement à 370 M\$ au premier semestre de 2017, ce qui s'explique par la mise en service de ses grands projets de croissance.

Le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 295 M\$ au premier semestre de 2018, en comparaison de 29 M\$ au premier semestre de 2017. Outre les facteurs susmentionnés liés à la trésorerie et qui ont influé sur le résultat d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation du premier semestre de l'exercice précédent reflétaient l'incidence favorable des économies d'impôt liées au remboursement anticipé de la dette.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Sables pétrolifères	1 122	1 500	2 114	2 559
Exploration et production	250	215	415	442
Raffinage et commercialisation	370	134	487	226
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	20	6	37	8
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 762	1 855	3 053	3 235
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(25)	(196)	(102)	(370)
	1 737	1 659	2 951	2 865

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2018			Semestre clos le 30 juin 2018		
	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total	Maintien ²⁾	Croissance ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	659	13	672	1 043	20	1 063
<i>Activités in situ</i>	89	1	90	185	16	201
<i>Fort Hills</i>	31	95	126	99	323	422
<i>Syncrude</i>	214	2	216	335	3	338
Exploration et production	4	239	243	8	395	403
Raffinage et commercialisation	370	—	370	487	—	487
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	20	—	20	37	—	37
	1 387	350	1 737	2 194	757	2 951

- 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 deuxième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 1,737 G\$ (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif), en comparaison de 1,659 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse des dépenses en immobilisations de maintien qui a découlé de l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure ayant plus que contrebalancé la diminution des dépenses en immobilisations de croissance qui a suivi la mise en service des grands projets de croissance de la Société, à savoir Fort Hills et Hebron.

La Société a mis à jour la fourchette prévisionnelle de ses dépenses en immobilisations pour l'exercice complet, la faisant passer d'une fourchette de 4,5 G\$ à 5,0 G\$ à une fourchette de 5,2 G\$ à 5,5 G\$ afin de tenir compte de l'augmentation de la participation dans Syncrude et dans le projet Fort Hills, des dépenses en immobilisations nécessaires à l'acquisition par la Société d'une participation de 17,5 % dans le projet Fenja, conclue au deuxième trimestre de 2018, de l'intensification des investissements dans les projets de croissance futurs et d'une augmentation des frais de révision liés au secteur Sables pétrolifères, à Syncrude et au secteur R&C.

L'activité du deuxième 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 672 M\$ au deuxième trimestre de 2018. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien liées au programme de travaux de maintenance planifiés de la Société, notamment les premiers travaux de révision de l'usine de valorisation 1 exécutés depuis le passage à un cycle de cinq ans, ainsi qu'à l'aménagement d'une nouvelle infrastructure de gestion des résidus miniers et à divers travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Activités *in situ*

Pour le deuxième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 90 M\$ et représentent essentiellement 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 deuxième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 126 M\$, dont une tranche de 95 M\$ représente des dépenses de croissance engagées pour amener le projet à sa pleine cadence de production. Le troisième et dernier des trois trains d'extraction à Fort Hills a été mis en service au deuxième trimestre de 2018, tandis que l'usine a fait l'objet d'un essai de fiabilité concluant de sept jours pendant lequel elle a fonctionné à plus de 90 % de sa capacité nominale.

Syncrude

Pour le deuxième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection de Syncrude ont totalisé 216 M\$. La majeure partie de ce montant représente des dépenses en immobilisations de maintien qui ont été affectées au maintien en bon état des actifs, notamment les dépenses en immobilisations liées aux travaux de révision des installations de valorisation.

Exploration et production

Pour le deuxième trimestre de 2018, les dépenses en immobilisations du secteur E&P ont totalisé 243 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, du 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.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, la Société a conclu la transaction précédemment annoncée visant l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja au large de la Norvège, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2018, pour une contrepartie de 54,5 M\$ US, ou environ 70 M\$, plus les coûts de règlement provisoires de 22 M\$. La quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations futures est estimée à 280 M\$, d'après les coûts de mise en valeur bruts projetés de l'exploitant.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 370 M\$, se rapportent principalement aux travaux de maintenance planifiés qui ont été menés aux quatre raffineries de la Société, y compris des travaux de révision ayant nécessité le premier arrêt complet de la raffinerie d'Edmonton, ainsi qu'au maintien continu des activités, 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 20 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les 30 juin	
	2018	2017
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours	9,5	6,2
Compte tenu des projets majeurs en cours	8,3	4,9
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ²⁾ (en nombre de fois)	1,5	1,7
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ³⁾	7,4	3,8
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{2),4)}	13,7	9,4

- 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) Correspond à la somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 4) Correspond à la somme des fonds provenant de l'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Sources de financement

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

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué au cours du premier semestre de 2018 pour s'établir à 1,983 G\$, en comparaison de 2,672 G\$ au 31 décembre 2017, ce qui s'explique par la décision de la Société de détenir un montant moins élevé de trésorerie à la suite de la mise en service de Fort Hills et de Hebron. De plus, la diminution est attribuable aux sorties de fonds liées à l'augmentation du solde du fonds de roulement de la Société, principalement attribuables à une hausse des soldes des créances, à ses dépenses en immobilisations et frais de prospection, aux fonds requis pour le versement des dividendes, à l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018 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 30 juin 2018, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 10 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 2,468 G\$ au 30 juin 2018, en baisse par rapport à 4,489 G\$ au 31 décembre 2017, en raison principalement de la hausse de la dette à court terme dont il est fait mention ci-dessus, laquelle découle en partie de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 5 % dans Syncrude au premier trimestre de 2018.

Activités de financement

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

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 juin 2018, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,5 % (25,6 % au 31 décembre 2017). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Dette à court terme	4 267	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	344	71
Dette à long terme	13 535	13 372
Dette totale	18 146	15 579
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 983	2 672
Dette nette	16 163	12 907
Capitaux propres	45 543	45 383
Dette totale majorée des capitaux propres	63 689	60 962
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	28,5	25,6

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2018	Semestre clos le 30 juin 2018
Dette totale à l'ouverture de la période	17 686	15 579
Diminution nette de la dette à long terme	(18)	(35)
Augmentation de la dette à court terme	234	1 979
Incidence du change sur la dette et d'autres soldes	244	623
Dette totale au 30 juin 2018	18 146	18 146
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 30 juin 2018	1 983	1 983
Dette nette au 30 juin 2018	16 163	16 163

La dette totale de la Société a augmenté au deuxième trimestre de 2018, en raison d'une hausse de la dette à court terme, qui a servi principalement à financer des acquisitions, et de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 mars 2018.

Actions ordinaires**Actions en circulation**

(en milliers)	30 juin 2018
Actions ordinaires	1 627 222
Options sur actions ordinaires – exerçables	15 906
Options sur actions ordinaires – non exerçables	13 786

Au 23 juillet 2018, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 624 141 933 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 29 315 860. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités qui a été lancée au deuxième trimestre de 2018, la Société est autorisée à racheter, aux fins d'annulation, une tranche de ses actions ordinaires d'une valeur maximale de 2,15 G\$ entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. 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.

Au cours du deuxième trimestre de 2018, la Société a racheté et annulé 11 860 356 actions ordinaires au prix moyen de 51,33 \$ l'action, pour une contrepartie de 609 M\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 7 220 752 actions ordinaires au prix moyen de 40,93 \$ l'action, pour une contrepartie de 296 M\$. Après la clôture du trimestre, la Société a racheté aux fins d'annulation pour 240 M\$ d'actions, pour un total de 849 M\$ depuis la fin du premier trimestre de 2018.

Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une augmentation du volume de transactions de rachats d'actions qui porte à 3 G\$ la valeur maximale des rachats, ce qui démontre une fois de plus la confiance en la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	11 860	7 221	20 859	7 221
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	51,33	40,93	47,86	40,93
Coût du rachat d'actions (en millions de dollars)	609	296	998	296

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion annuel de 2017 et présente une mise à jour ci-dessous. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

Les engagements de la Société ont augmenté d'environ 120 M\$ (montant non actualisé) au cours du semestre clos le 30 juin 2018, en raison principalement d'une entente de services de stockage de diluant et de l'ajout de matériel minier à Fort Hills et dans le secteur Sables pétrolifères.

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.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolières	547,6	571,7	621,2	628,4	413,6	590,6	620,4	617,5
Exploration et production	114,1	117,7	115,2	111,5	125,5	134,5	118,1	110,6
	661,7	689,4	736,4	739,9	539,1	725,1	738,5	728,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 327	8 807	8 973	7 963	7 231	7 787	7 805	7 352
Autres produits (pertes)	101	(57)	41	43	16	25	301	(15)
	10 428	8 750	9 014	8 006	7 247	7 812	8 106	7 337
Résultat net	972	789	1 382	1 289	435	1 352	531	392
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,60	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,59	0,48	0,84	0,78	0,26	0,81	0,32	0,24
Résultat d'exploitation¹⁾	1 190	985	1 310	867	199	812	636	346
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,73	0,60	0,79	0,52	0,12	0,49	0,38	0,21
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 862	2 164	3 016	2 472	1 627	2 024	2 365	2 025
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,75	1,32	1,83	1,49	0,98	1,21	1,42	1,22
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 446	724	2 755	2 912	1 671	1 628	2 791	1 979
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,50	0,44	1,67	1,75	1,00	0,98	1,68	1,19
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	8,3	6,5	6,7	5,5	4,9	3,5	0,4	(3,9)
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	9,5	7,8	8,6	7,0	6,2	4,4	0,5	(4,6)
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(218)	(329)	(91)	412	278	103	(222)	(112)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,36	0,36	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29	0,29
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	53,50	44,49	46,15	43,73	37,89	40,83	43,90	36,42
Bourse de New York (\$ US)	40,68	34,54	36,72	35,05	29,20	30,75	32,69	27,78

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

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	31 mars 2017	31 déc. 2016	30 sept. 2016
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	67,90	62,90	55,40	48,20	48,30	51,85	49,35	44,95
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	74,40	66,80	61,40	52,50	49,85	53,75	49,50	45,85
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	12,40	7,70	9,60	6,30	5,80	9,05	6,70	6,80
MSW à Edmonton	\$ CA/b	80,95	72,45	69,30	57,05	62,30	64,25	62,00	55,10
WCS à Hardisty	\$ US/b	48,65	38,60	43,10	38,25	37,20	37,30	35,00	31,45
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	19,25	24,30	12,30	9,95	11,10	14,55	14,35	13,50
Condensat à Edmonton	\$ US/b	68,50	63,15	57,95	47,60	48,45	52,20	48,35	43,05
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi	1,20	1,77	1,70	1,45	2,80	2,70	3,10	2,30
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	56,00	34,95	22,35	24,55	19,30	22,40	21,95	17,90
Port de New York, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,65	15,50	19,40	22,35	16,35	12,55	14,35	14,00
Chicago, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	18,30	12,85	20,20	19,25	14,40	11,15	10,55	14,15
Portland, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	27,90	20,35	22,10	26,80	21,25	18,45	14,95	18,75
Côte du golfe, marge de craquage 3-2-1 ¹⁾	\$ US/b	20,25	15,55	18,25	21,45	16,80	14,00	13,15	14,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,79	0,79	0,80	0,74	0,76	0,75	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,78	0,80	0,80	0,77	0,75	0,74	0,76

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 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 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, Suncor a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, un profit hors trésorerie après impôt de 10 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt en raison de l'augmentation des taux d'intérêt à long terme. Au troisième trimestre de 2016, elle avait inscrit une perte hors trésorerie après impôt de 22 M\$ sur les swaps de taux d'intérêt en raison de la diminution des taux d'intérêt à long terme.
- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a comptabilisé, à l'égard du secteur Siège social, une perte hors trésorerie après impôt sur les swaps de taux d'intérêt et les dérivés de change de 32 M\$ en raison d'une diminution des taux d'intérêt à long terme et des variations des taux de change.
- Au deuxième trimestre de 2017, la Société a inscrit, à l'égard du secteur Siège social, une charge après impôt de 10 M\$ découlant du remboursement anticipé de la dette à long terme, déduction faite des profits de couverture de change réalisés connexes.

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

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 30 juin 2018 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2017 de Suncor.

Impôt sur le résultat

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

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

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 juin 2018, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner

à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 juin 2018, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 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 25 juillet 2018, qui peut également être consulté à l'adresse www.sedar.com, présente les changements apportés à ces prévisions.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

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

- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

Périodes de 12 mois closes les 30 juin
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2018	2017
Ajustements du résultat net			
Résultat net		4 432	2 710
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains		226	(47)
Charge d'intérêts nette		321	221
	A	4 979	2 884
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		13 780	14 545
Capitaux propres		44 887	44 453
		58 667	58 998
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		16 163	13 780
Capitaux propres		45 543	44 887
		61 706	58 667
Capital moyen investi	B	59 793	58 803
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	8,3	4,9
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	7 202	11 984
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	9,5	6,2

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 30 juin (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	368	(277)	311	182	685	346	(392)	184	972	435
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	954	927	249	289	174	168	14	26	1 391	1 410
Impôt sur le résultat différé	84	(73)	(30)	(38)	26	(4)	11	103	91	(12)
Augmentation des passifs	53	49	12	11	2	1	—	—	67	61
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	245	(295)	245	(295)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	10	(1)	—	—	(20)	(3)	23	61	13	57
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(4)	(2)	—	—	(4)	(2)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	—	25	—	25
Rémunération fondée sur des actions	52	8	6	—	20	4	79	14	157	26
Frais de prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(84)	(62)	(3)	(2)	(3)	(5)	—	—	(90)	(69)
Autres	9	2	—	(4)	4	(1)	7	(6)	20	(9)
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	1 446	573	545	438	884	504	(13)	112	2 862	1 627
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									(416)	44
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation									2 446	1 671

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

Semestres clos les 30 juin (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	450	25	706	354	1 491	1 175	(886)	233	1 761	1 787
Ajustements pour :										
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 928	1 868	528	573	328	328	31	63	2 815	2 832
Impôt sur le résultat différé	141	(64)	(85)	(97)	49	(13)	15	150	120	(24)
Augmentation des passifs	104	98	24	21	4	3	—	—	132	122
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	618	(404)	618	(404)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	18	(8)	—	—	(8)	(13)	(48)	88	(38)	67
Profit à la cession d'actifs	(1)	(1)	(162)	—	(4)	(351)	—	(70)	(167)	(422)
Perte sur l'extinction d'une dette	—	—	—	—	—	—	—	25	—	25
Rémunération fondée sur des actions	(12)	(78)	(4)	(3)	(15)	(34)	(36)	(109)	(67)	(224)
Frais de prospection	—	—	—	41	—	—	—	—	—	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(238)	(180)	(16)	(3)	(5)	(6)	—	—	(259)	(189)
Autres	35	22	56	33	9	(10)	11	(5)	111	40
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	2 425	1 682	1 047	919	1 849	1 079	(295)	(29)	5 026	3 651
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									(1 856)	(352)
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation									3 170	3 299

1) Mesure financière 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	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Fonds provenant de l'exploitation	2 862	1 627	10 514	8 041
Dépenses de maintien et dividendes	(1 988)	(1 441)	(6 097)	(4 420)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	874	186	4 417	3 621

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 ou des activités *in situ*, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Afin de déterminer le montant des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont ajustées de manière à exclure les coûts relatifs aux activités d'extraction minière et de valorisation du secteur Sables pétrolifères. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités menées à Fort Hills, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères. Pour le deuxième trimestre de 2018, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 940 M\$ et comprennent un montant de 170 M\$ lié à la production *in situ* pour des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* de 7,90 \$ par baril en fonction d'une production *in situ* totale de 236 300 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		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 628	1 102	3 401	2 430
Autres (pertes) produits	(14)	19	(21)	38
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	(96)	33	(107)	27
Marge non liée au raffinage	(610)	(329)	(1 023)	(760)
Marge de raffinage	908	825	2 250	1 735
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	33 165	42 629	77 528	84 169
Marge de raffinage (\$/b)	27,40	19,30	29,05	20,60
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	478	448	958	951
Coûts non liés au raffinage	(272)	(233)	(534)	(507)
Charges d'exploitation de raffinage	206	215	424	444
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	33 165	42 629	77 528	84 169
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	6,25	5,05	5,45	5,25

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

T2	Trimestre clos le 30 juin
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange
CUM	Cumul depuis le début de l'exercice

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

- les énoncés relatifs au programme de rachat d'actions de Suncor, la confiance de Suncor en sa capacité à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires;
- le plan de remise en service de Syncrude et l'attente selon laquelle Syncrude augmentera progressivement sa cadence de production jusqu'à ce que sa capacité maximale soit atteinte en septembre;
- la confiance de Suncor dans le potentiel à long terme de Syncrude et dans sa capacité à améliorer la fiabilité de façon durable, de même que son intention de travailler avec les propriétaires de Syncrude pour faire progresser les initiatives stratégiques et ainsi atteindre les objectifs en matière de fiabilité et de coûts;
- l'attente selon laquelle Suncor axera son programme de dépenses en immobilisations de 2018 sur l'amélioration de la sécurité, de la fiabilité à long terme et de l'efficacité de ses actifs d'exploitation, notamment par la réalisation de travaux de révision d'envergure, tout en assurant l'accélération efficace de la cadence de production à ses deux grands projets de croissance que sont Fort Hills et Hebron, ainsi que la priorité accordée par Suncor aux initiatives visant à amener ces grands projets de croissance à leur pleine capacité nominale et à maintenir celle-ci à long terme;
- l'accent mis par la Société sur l'optimisation de la capacité d'extraction minière à Fort Hills en vue de maintenir, de façon durable, la cadence de production à plus de 90 % de la capacité nominale des installations d'ici le quatrième trimestre de 2018;
- l'intention de la Société de continuer à mettre l'accent sur son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires et d'accorder la priorité aux initiatives qui contribuent à accroître encore davantage les flux de trésorerie au sein des actifs existants;
- les énoncés concernant le projet de mise en valeur Fenja, y compris en ce qui a trait à la quote-part de Suncor des dépenses en immobilisations futures, estimée à 280 M\$;
- l'incidence et le calendrier prévus des travaux de maintenance planifiés, y compris à l'usine de valorisation 2 et à Terra Nova, et l'attente selon laquelle Syncrude fera avancer certains travaux de maintenance planifiés initialement pour l'automne 2018 et le printemps 2019;
- l'attente de Suncor selon laquelle les niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River seront maintenus en raison de l'augmentation des travaux de construction de plateformes de puits;
- 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 5,2 G\$ à 5,5 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents 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 les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- les perspectives de Suncor pour l'exercice complet en ce qui concerne la production totale et la production du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills, de Syncrude et du secteur E&P, les ventes de pétrole brut synthétique, les dépenses en immobilisations totales et les dépenses en immobilisations liées aux activités en amont et en aval, les redevances à la Couronne du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude, la charge d'impôt sur le résultat pour l'exercice complet et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et de Syncrude, ainsi que les hypothèses sous-jacentes aux prévisions de Suncor concernant le contexte commercial relatif au Brent Sullom Voe, au WTI à Cushing, au WCS à Hardisty et au taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain.

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

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

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur R&C sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; la capacité de la Société d'exploiter de façon fiable ses installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter ses objectifs de production et de vente; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; ainsi que les risques et incertitudes

susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.

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

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

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

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 4)	10 327	7 231	19 134	15 018
Autres produits (note 5)	101	16	44	41
	10 428	7 247	19 178	15 059
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 056	2 995	6 903	5 473
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 612	2 224	5 232	4 516
Transport	335	248	609	517
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 391	1 410	2 815	2 832
Prospection	19	13	51	65
Profit à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	(4)	(2)	(167)	(550)
Charges financières (produits financiers) (note 7)	543	(184)	1 105	(148)
	8 952	6 704	16 548	12 705
Résultat avant impôt	1 476	543	2 630	2 354
Charge (produit) d'impôt sur le résultat				
Exigible	413	120	749	591
Différé	91	(12)	120	(24)
	504	108	869	567
Résultat net	972	435	1 761	1 787
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	36	(78)	165	(106)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Gain (perte) actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	129	(28)	119	1
Autres éléments du résultat global	165	(106)	284	(105)
Résultat global	1 137	329	2 045	1 682
Par action ordinaire (en dollars) (note 9)				
Résultat net – de base	0,60	0,26	1,08	1,07
Résultat net – dilué	0,59	0,26	1,07	1,07
Dividendes en trésorerie	0,36	0,32	0,72	0,64

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	1 983	2 672
Créances	4 391	3 281
Stocks	3 987	3 468
Impôt sur le résultat à recouvrer	336	156
Total de l'actif courant	10 697	9 577
Immobilisations corporelles, montant net	74 968	73 493
Prospection et évaluation	2 245	2 052
Autres actifs (note 18)	1 318	1 211
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 059	3 061
Actifs d'impôt différé	147	100
Total de l'actif	92 434	89 494
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	4 267	2 136
Tranche courante de la dette à long terme	344	71
Dettes et charges à payer	6 387	6 203
Tranche courante des provisions	653	722
Impôt à payer	300	425
Total du passif courant	11 951	9 557
Dette à long terme	13 535	13 372
Autres passifs non courants (notes 11 et 15)	2 339	2 412
Provisions (note 12)	7 327	7 237
Impôt sur le résultat différé	11 739	11 533
Capitaux propres	45 543	45 383
Total du passif et des capitaux propres	92 434	89 494

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Activités d'exploitation				
Résultat net	972	435	1 761	1 787
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	1 391	1 410	2 815	2 832
Charge (produit) d'impôt différé	91	(12)	120	(24)
Charge de désactualisation	67	61	132	122
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	245	(295)	618	(404)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	13	57	(38)	67
Profit à la cession d'actifs (notes 13, 14 et 18)	(4)	(2)	(167)	(422)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 7)	—	25	—	25
Rémunération fondée sur des actions	157	26	(67)	(224)
Prospection	—	—	—	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(90)	(69)	(259)	(189)
Autres	20	(9)	111	40
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(416)	44	(1 856)	(352)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 446	1 671	3 170	3 299
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 762)	(1 855)	(3 053)	(3 235)
Acquisitions (notes 16, 17 et 18)	(123)	—	(1 191)	—
Produit de la cession d'actifs (notes 13 et 14)	4	81	4	1 477
Autres placements (note 18)	(27)	1	(84)	1
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	145	98	388	37
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 763)	(1 675)	(3 936)	(1 720)
Activités de financement				
Variation nette de la dette à court terme	234	1 338	1 979	827
Variation nette de la dette à long terme	(18)	(1 740)	(35)	(1 754)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	187	32	256	76
Rachat d'actions ordinaires (note 10)	(609)	(296)	(998)	(296)
Distribution liée à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	—	(2)	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(587)	(533)	(1 177)	(1 067)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(795)	(1 199)	23	(2 214)
Diminution de la trésorerie et de ses équivalents	(112)	(1 203)	(743)	(635)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	12	(22)	54	(29)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 083	3 577	2 672	3 016
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	1 983	2 352	1 983	2 352
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	306	383	413	498
Impôt sur le résultat payé	47	(2)	664	119

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	—	—	—	1 787	1 787	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(106)	—	(106)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	—	—	—	1	1	—
Résultat global	—	—	(106)	1 788	1 682	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	97	(21)	—	—	76	2 183
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(117)	—	—	(179)	(296)	(7 221)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(72)	—	—	(99)	(171)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	33	—	—	33	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 067)	(1 067)	—
30 juin 2017	26 850	600	901	16 536	44 887	1 662 876
31 décembre 2017	26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Résultat net	—	—	—	1 761	1 761	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	165	—	165	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 44 \$	—	—	—	119	119	—
Résultat global	—	—	165	1 880	2 045	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	321	(66)	—	—	255	7 098
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 10)	(337)	—	—	(661)	(998)	(20 859)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 10)	15	—	—	(10)	5	—
Rémunération fondée sur des actions	—	30	—	—	30	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 177)	(1 177)	—
30 juin 2018	26 605	531	974	17 433	45 543	1 627 222

Se reporter aux notes annexes.

NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve au Canada. Les activités de Suncor comprennent notamment la mise en valeur et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière et gazière extracôtière, le raffinage du pétrole et la commercialisation de produits, principalement sous la marque Petro-Canada. Les états financiers consolidés de la Société englobent la Société et ses filiales, ainsi que les participations de la Société dans des entreprises associées et des partenariats.

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

2. MODE DE PRÉSENTATION

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34 *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans le sommaire des méthodes comptables présenté dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017 et de l'adoption des nouvelles prises de position comptables décrites à la note 3.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

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

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2017.

e) Impôt sur le résultat

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

3. ADOPTION DE NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

Incidence de l'application d'IFRS 9

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

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

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

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

Incidence de l'application d'IFRS 15

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

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

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

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

Ajustements de l'état consolidé du résultat global

(en millions de dollars, diminution)	Trimestre clos le 30 juin 2017	Semestre clos le 30 juin 2017
	IFRS 15	
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	(16)	(47)
Charges		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(16)	(30)
Transport	—	(17)
Résultat net	—	—
Résultat global	—	—

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

Contrats de location

En janvier 2016, l'IASB a publié IFRS 16 *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace la norme IAS 17 *Contrats de location* existante et qui exige la comptabilisation de la plupart des contrats de location dans l'état de la situation financière. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de

location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, prévoyant toutefois des exemptions pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi que pour les contrats de location visant des éléments de faible valeur. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple. La Société adoptera IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019, soit la date de son entrée en vigueur, et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Suncor a également choisi de se prévaloir des exemptions facultatives relatives aux contrats de location à court terme et aux contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. La Société s'attend à ce qu'IFRS 16 entraîne une augmentation significative de ses actifs et de ses passifs, une hausse de la dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion, une augmentation des charges financières et une diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux. La charge totale sur la durée du contrat de location restera la même. Les paiements en trésorerie liés aux contrats de location simple sont actuellement présentés dans les activités d'exploitation. Aux termes d'IFRS 16, les flux de trésorerie seront répartis entre les activités de financement, pour ce qui est du remboursement du passif au titre du capital, et les activités d'exploitation, pour ce qui est de la portion correspondant aux charges financières. L'incidence globale sur les flux de trésorerie demeurera inchangée.

La Société est en train de mettre en œuvre un nouveau système de technologie de l'information qui automatisera la comptabilisation des contrats de location déterminés et générera les informations à fournir nécessaires. Le processus de catégorisation et d'examen des contrats se déroule conformément au calendrier. Lorsqu'un contrat remplit les critères de la définition d'un contrat de location, les données pertinentes seront extraites pour être saisies dans l'outil de gestion des contrats de location. De nouveaux processus d'affaires et contrôles internes ont été conçus et sont en train d'être mis en œuvre. La formation et les communications à l'interne ont débuté pour favoriser la gestion des changements liés à l'adoption de la nouvelle norme. La Société présentera, tout au long du deuxième semestre de 2018, des informations supplémentaires concernant l'avancement des activités liées à la transition, mais elle n'a pas encore quantifié l'incidence de cette norme.

4. INFORMATION SECTORIELLE

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

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

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
	(retraité – note 3)				(retraité – note 3)		(retraité – note 3)		(retraité – note 3)	
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	3 602	1 855	1 132	852	5 898	4 667	6	15	10 638	7 389
Produits intersectoriels	578	680	—	—	12	19	(590)	(699)	—	—
Moins les redevances	(124)	(37)	(187)	(121)	—	—	—	—	(311)	(158)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 056	2 498	945	731	5 910	4 686	(584)	(684)	10 327	7 231
Autres produits (pertes)	17	17	(2)	10	(14)	19	100	(30)	101	16
	4 073	2 515	943	741	5 896	4 705	(484)	(714)	10 428	7 247
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	400	139	—	—	4 282	3 584	(626)	(728)	4 056	2 995
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 848	1 575	113	111	478	448	173	90	2 612	2 224
Transport	291	205	22	22	32	27	(10)	(6)	335	248
Dotation aux amortissements et à la provision pour dépréciation et pertes de valeur	954	927	249	289	174	168	14	26	1 391	1 410
Prospection	4	4	15	9	—	—	—	—	19	13
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	(4)	(2)	—	—	(4)	(2)
Charges financières (produits financiers)	79	52	11	5	8	1	445	(242)	543	(184)
	3 576	2 902	410	436	4 970	4 226	(4)	(860)	8 952	6 704
Bénéfice (perte) avant impôt	497	(387)	533	305	926	479	(480)	146	1 476	543
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	45	(37)	252	161	215	137	(99)	(141)	413	120
Différé	84	(73)	(30)	(38)	26	(4)	11	103	91	(12)
	129	(110)	222	123	241	133	(88)	(38)	504	108
Bénéfice (perte) net	368	(277)	311	182	685	346	(392)	184	972	435
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	1 121	1 500	251	215	370	134	20	6	1 762	1 855

Semestres clos les 30 juin (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	6 173	4 310	2 149	1 772	11 315	9 241	15	37	19 652	15 360
Produits intersectoriels	1 606	1 548	—	—	21	25	(1 627)	(1 573)	—	—
Moins les redevances	(170)	(98)	(348)	(244)	—	—	—	—	(518)	(342)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	7 609	5 760	1 801	1 528	11 336	9 266	(1 612)	(1 536)	19 134	15 018
Autres produits (pertes)	14	31	(54)	(23)	(21)	38	105	(5)	44	41
	7 623	5 791	1 747	1 505	11 315	9 304	(1 507)	(1 541)	19 178	15 059
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	670	255	—	—	7 935	6 836	(1 702)	(1 618)	6 903	5 473
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 720	3 128	223	212	958	951	331	225	5 232	4 516
Transport	517	427	46	45	62	55	(16)	(10)	609	517
Dotation aux amortissements et à la provision pour déplétion et pertes de valeur	1 928	1 868	528	573	328	328	31	63	2 815	2 832
Prospection	27	6	24	59	—	—	—	—	51	65
Profit à la cession d'actifs	(1)	(1)	(162)	—	(4)	(452)	—	(97)	(167)	(550)
Charges financières (produits financiers)	156	85	12	22	11	10	926	(265)	1 105	(148)
	7 017	5 768	671	911	9 290	7 728	(430)	(1 702)	16 548	12 705
Bénéfice (perte) avant impôt	606	23	1 076	594	2 025	1 576	(1 077)	161	2 630	2 354
Charge (produit) d'impôt sur le résultat										
Exigible	15	62	455	337	485	414	(206)	(222)	749	591
Différé	141	(64)	(85)	(97)	49	(13)	15	150	120	(24)
	156	(2)	370	240	534	401	(191)	(72)	869	567
Bénéfice (perte) net	450	25	706	354	1 491	1 175	(886)	233	1 761	1 787
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	2 113	2 559	416	442	487	226	37	8	3 053	3 235

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

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

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	2018			2017		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	2 919	—	2 919	2 158	—	2 158
Bitume	1 261	—	1 261	377	—	377
	4 180	—	4 180	2 535	—	2 535
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	485	644	1 129	355	488	843
Gaz naturel	—	3	3	5	4	9
	485	647	1 132	360	492	852
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 920	—	2 920	2 232	—	2 232
Distillat	2 234	—	2 234	1 740	—	1 740
Autres	756	—	756	714	—	714
	5 910	—	5 910	4 686	—	4 686
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations						
	(584)	—	(584)	(684)	—	(684)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients	9 991	647	10 638	6 897	492	7 389

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	2018			2017		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	5 869	—	5 869	5 081	—	5 081
Bitume	1 910	—	1 910	777	—	777
	7 779	—	7 779	5 858	—	5 858
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	966	1 173	2 139	735	1 019	1 754
Gaz naturel	3	7	10	8	10	18
	969	1 180	2 149	743	1 029	1 772
Raffinage et commercialisation						
Essence	5 308	—	5 308	4 203	—	4 203
Distillat	4 524	—	4 524	3 568	—	3 568
Autres	1 504	—	1 504	1 495	—	1 495
	11 336	—	11 336	9 266	—	9 266
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations						
	(1 612)	—	(1 612)	(1 536)	—	(1 536)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats avec des clients	18 472	1 180	19 652	14 331	1 029	15 360

5. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2018	2017	2018	2017
Activités de négociation de l'énergie				
Profits latents comptabilisés en résultat pour la période	35	1	21	20
Augmentation (diminution) de la valeur des stocks	3	(6)	19	(43)
Activités de gestion des risques ¹⁾	(44)	(22)	(69)	34
Produit financier et produit d'intérêts	30	33	39	54
Variation de la valeur des engagements relatifs au pipeline et autres ²⁾	77	10	34	(24)
	101	16	44	41

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 un produit d'intérêts de 60 M\$ lié à un règlement de questions fiscales de périodes antérieures et comptabilisé au deuxième trimestre de 2018.

6. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	8	9	30	33
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	152	18	241	92
	160	27	271	125

7. CHARGES FINANCIÈRES (PRODUITS FINANCIERS)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Intérêts sur la dette	234	234	443	486
Intérêts incorporés à l'actif	(25)	(196)	(102)	(370)
Charge d'intérêts	209	38	341	116
Intérêts sur le passif au titre du partenariat (note 15)	14	—	28	—
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	15	29	30
Charge de désactualisation	67	61	132	122
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	245	(295)	618	(404)
Écarts de change et autres	(7)	(28)	(43)	(37)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	87	—	87
Profit réalisé sur les couvertures de change	—	(62)	—	(62)
	543	(184)	1 105	(148)

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

8. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

Au quatrième trimestre de 2017, le gouvernement des États-Unis a adopté une baisse du taux d'imposition fédéral des sociétés, de 35 % à 21 %, entrant en vigueur le 1^{er} janvier 2018. La Société a donc réévalué ses soldes d'impôt différé et comptabilisé un produit d'impôt 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		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Résultat net	972	435	1 761	1 787
Effet dilutif de la comptabilisation d'attributions dont le paiement est réglé en actions ¹⁾	—	—	—	(1)
Résultat net – dilué	972	435	1 761	1 786
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 633	1 668	1 636	1 668
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	8	4	7	4
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 641	1 672	1 643	1 672
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base par action	0,60	0,26	1,08	1,07
Résultat dilué par action	0,59	0,26	1,07	1,07

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

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

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

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

Au cours du deuxième trimestre de 2018, la Société a racheté 11,9 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2018 au prix moyen de 51,33 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 609 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2018	30 juin 2017	2018	30 juin 2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	11 860	7 221	20 859	7 221
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	192	117	337	117
Résultats non distribués	417	179	661	179
Coût des rachats d'actions	609	296	998	296

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

(en millions de dollars)	30 juin 2018	31 décembre 2017
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	82	97
Résultats non distribués	190	180
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	272	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 30 juin 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	9	57	66
Profits (pertes) latents comptabilisés en résultat net pour l'exercice (note 5)	21	(69)	(48)
Juste valeur des contrats en cours au 30 juin 2018	(55)	(32)	(87)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	26	179	—	205
Dettes	(134)	(158)	—	(292)
	(108)	21	—	(87)

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

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

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

Instrument financiers non dérivés

Au 30 juin 2018, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,6 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 30 juin 2018, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 481 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 augmenté de 36 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2018, augmentation qui tient essentiellement à l'acquisition de la participation de 5 % de Mocal Energy Limited (« Mocal ») dans Syncrude, en partie contrebalancée par la cession des propriétés foncières minières de la Société dans le nord-est de la Colombie-Britannique et par le règlement des passifs connexes.

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 Fort Hills, pour une contrepartie de 308 M\$. Teck Resources Limited (« Teck ») a également acquis une participation supplémentaire de 0,89 % dans le projet par suite de l'entente.

Au cours du premier trimestre de 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 1,05 % dans le projet Fort Hills pour une contrepartie de 145 M\$. La participation supplémentaire 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. 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 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 directe supplémentaire dans Syncrude a contribué à hauteur de 109 M\$ aux produits bruts et a diminué de 2 M\$ le bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 30 juin 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018, la participation directe supplémentaire aurait contribué à hauteur d'un montant additionnel de 64 M\$ aux produits bruts et de 4 M\$ au bénéfice net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 19,72 G\$ et un bénéfice net consolidé de 1,77 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2018.

18. AUTRES TRANSACTIONS

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

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

DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION COMPLÉMENTAIRES

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2018	12 mois close le 31 déc. 2017	
Produits des activités ordinaires et autres produits^{A)}	10 428	8 750	9 014	8 006	7 247	19 178	15 059	32 079
Résultat net								
Sables pétrolifères	368	82	670	314	(277)	450	25	1 009
Exploration et production	311	395	217	161	182	706	354	732
Raffinage et commercialisation	685	806	886	597	346	1 491	1 175	2 658
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(392)	(494)	(391)	217	184	(886)	233	59
	972	789	1 382	1 289	435	1 761	1 787	4 458
Résultat d'exploitation^{B)}								
Sables pétrolifères	368	82	615	314	(277)	450	25	954
Exploration et production	311	262	231	161	182	573	354	746
Raffinage et commercialisation	685	806	746	597	346	1 491	821	2 164
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(174)	(165)	(282)	(205)	(52)	(339)	(189)	(676)
	1 190	985	1 310	867	199	2 175	1 011	3 188
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{B)}								
Sables pétrolifères	1 446	979	1 780	1 276	573	2 425	1 682	4 738
Exploration et production	545	502	431	375	438	1 047	919	1 725
Raffinage et commercialisation	884	965	935	827	504	1 849	1 079	2 841
Siège social, négociation de l'énergie et éliminations	(13)	(282)	(130)	(6)	112	(295)	(29)	(165)
	2 862	2 164	3 016	2 472	1 627	5 026	3 651	9 139
Par action ordinaire								
Résultat net – de base	0,60	0,48	0,84	0,78	0,26	1,08	1,07	2,68
Résultat net – dilué	0,59	0,48	0,84	0,78	0,26	1,07	1,07	2,68
Résultat d'exploitation – de base ^{B)}	0,73	0,60	0,79	0,52	0,10	1,33	0,59	1,92
Dividendes en trésorerie – de base	0,36	0,36	0,32	0,32	0,32	0,72	0,64	1,28
Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{B)}	1,75	1,32	1,83	1,49	0,98	3,07	2,19	5,50

	Périodes de 12 mois closes les				
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017
Rendement du capital investi^{B)}					
– compte non tenu des projets majeurs en cours (%)	9,5	7,8	8,6	7,0	6,2
– compte tenu des projets majeurs en cours (%)	8,3	6,5	6,7	5,5	4,9

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de	
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2017	12 mois close le 31 déc. 2017	
Sables pétrolifères								
Production totale (kb/j)	547,6	571,7	621,2	628,4	413,6	559,7	501,6	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)	237,9	279,4	324,9	324,4	288,6	258,6	310,6	317,7
Bitume non valorisé	121,0	125,4	121,9	144,9	64,0	123,2	89,7	111,7
Production du secteur Sables pétrolifères	358,9	404,8	446,8	469,3	352,6	381,8	400,3	429,4
Production de bitume (kb/j)								
Production minière	195,4	241,6	296,7	328,1	293,1	218,4	298,2	305,4
Activités <i>in situ</i> – Firebag	201,9	205,8	208,5	203,6	110,9	203,8	156,6	181,5
Activités <i>in situ</i> – MacKay River	34,4	35,1	28,3	30,8	30,0	34,7	32,8	31,1
Total de la production de bitume	431,7	482,5	533,5	562,5	434,0	456,9	487,6	518,0
Ventes (kb/j)								
Brut léger peu sulfureux	59,6	84,2	95,5	105,9	104,4	71,9	114,6	107,9
Diesel	32,4	20,4	21,1	30,4	29,6	26,4	29,9	27,5
Brut léger sulfureux	159,0	178,2	214,4	183,2	160,1	168,5	169,8	183,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	251,0	282,8	331,0	319,5	294,1	266,8	314,3	319,0
Bitume non valorisé	113,7	118,2	130,7	120,3	86,0	115,9	95,4	110,6
Ventes	364,7	401,0	461,7	439,8	380,1	382,7	409,7	429,6
Charges d'exploitation décaissées – moyenne^{1)B)} (\$/b)*								
Charges décaissées	27,45	25,05	22,55	20,40	25,70	26,20	22,55	21,95
Gaz naturel	1,20	1,80	1,65	1,20	2,10	1,50	2,35	1,85
	28,65	26,85	24,20	21,60	27,80	27,70	24,90	23,80
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement^{1)B)C)} (\$/b)								
Charges décaissées	32,15	26,50	22,70	19,15	19,70	29,10	19,10	20,00
Gaz naturel	0,30	0,65	0,45	0,25	0,60	0,50	0,60	0,45
	32,45	27,15	23,15	19,40	20,30	29,60	19,70	20,45
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	6,10	6,55	6,20	6,75	10,95	6,35	8,50	7,35
Gaz naturel	1,80	3,00	2,65	2,20	4,00	2,40	4,00	3,15
	7,90	9,55	8,85	8,95	14,95	8,75	12,50	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				Semestres clos les		Période de 12 mois close le
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2018	30 juin 2017	31 déc. 2017
Sables pétroliers								
Fort Hills								
Production de bitume (kb/j)	70,9	29,8	—	—	—	50,5	—	—
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	(5,2)	—	—	—	(2,6)	—	—
Total du bitume de Fort Hills	70,9	24,6	—	—	—	47,9	—	—
Ventes de bitume (kb/j)	64,0	8,1	—	—	—	36,2	—	—
Charges d'exploitation décaissées^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	27,60	50,45	—	—	—	34,30	—	—
Gaz naturel	0,95	3,20	—	—	—	1,60	—	—
	28,55	53,65	—	—	—	35,90	—	—
Synchrude								
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)								
Production de bitume (kb/j)	117,8	142,3	174,4	159,1	61,0	130,0	101,3	134,3
Production de bitume (kb/j)	142,7	173,3	207,5	193,7	82,4	157,9	126,0	163,6
Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	119,9	138,2	177,1	157,1	61,3	129,0	100,8	132,9
Charges d'exploitation décaissées^{1)B)} (\$/b)								
Charges décaissées	53,80	49,25	31,75	34,00	89,90	52,00	58,65	42,50
Gaz naturel	2,45	1,50	1,05	1,00	7,90	1,25	2,40	1,55
	56,25	50,75	32,80	35,00	97,80	53,25	61,05	44,05

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)B)D)}	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le	
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2018	30 juin 2017	31 déc. 2017
Bitume (\$/b)								
Prix moyen obtenu	47,08	33,55	42,80	38,57	36,45	40,22	35,05	38,32
Redevances	(3,27)	(0,90)	(1,02)	(0,50)	(0,69)	(2,07)	(0,61)	(0,71)
Frais de transport	(4,24)	(5,98)	(3,06)	(3,78)	(7,06)	(5,12)	(6,79)	(4,85)
Charges d'exploitation nettes	(7,37)	(8,75)	(7,61)	(8,26)	(14,05)	(8,07)	(11,82)	(9,59)
Revenus d'exploitation nets	32,20	17,92	31,11	26,03	14,65	24,96	15,82	23,17
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)								
Prix moyen obtenu	85,06	74,65	70,55	59,76	64,23	79,57	65,32	65,28
Redevances	(2,60)	(0,56)	(1,14)	(1,03)	(1,19)	(1,53)	(0,87)	(0,98)
Frais de transport	(5,06)	(4,14)	(3,87)	(3,65)	(3,72)	(4,58)	(3,85)	(3,81)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(27,52)	(25,33)	(21,70)	(20,29)	(22,70)	(26,39)	(21,13)	(21,08)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(8,13)	(6,05)	(4,90)	(4,65)	(5,60)	(7,01)	(5,21)	(4,97)
Revenus d'exploitation nets	41,75	38,57	38,94	30,14	31,02	40,06	34,26	34,44
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)								
Prix moyen obtenu	73,21	62,54	62,69	53,96	57,94	67,65	58,24	58,34
Redevances	(2,81)	(0,66)	(1,11)	(0,89)	(1,07)	(1,69)	(0,81)	(0,91)
Frais de transport	(4,80)	(4,68)	(3,64)	(3,68)	(4,47)	(4,74)	(4,54)	(4,08)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(26,83)	(24,71)	(21,23)	(20,38)	(25,08)	(25,73)	(22,95)	(21,82)
Revenus d'exploitation nets	38,77	32,49	36,71	29,01	27,32	35,49	29,94	31,53
Fort Hills (\$/b)								
Prix moyen obtenu	60,81	40,58	—	—	—	58,56	—	—
Redevances	(0,73)	(1,54)	—	—	—	(0,82)	—	—
Frais de transport	(8,95)	(8,10)	—	—	—	(8,86)	—	—
Charges d'exploitation nettes – bitume	(28,94)	(116,24)	—	—	—	(38,65)	—	—
Revenus d'exploitation nets	22,19	(85,30)	—	—	—	10,23	—	—
Syncrude (\$/b)								
Prix moyen obtenu	86,73	77,33	73,64	60,68	62,27	81,61	65,13	66,59
Redevances	(2,41)	(1,57)	(7,94)	(3,18)	—	(1,95)	(2,07)	(4,32)
Frais de transport	(0,57)	(0,48)	(0,36)	(0,38)	(1,83)	(0,52)	(0,82)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(50,62)	(44,03)	(28,81)	(31,48)	(90,72)	(47,01)	(55,14)	(39,46)
Revenus d'exploitation nets	33,13	31,25	36,53	25,64	(30,28)	32,13	7,10	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)

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le	
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2017		
Exploration et production								
Total des volumes de ventes (kbep/j)	110,2	121,9	104,8	112,6	130,3	116,0	133,5	120,8
Production totale (kbep/j)	114,1	117,7	115,2	111,5	125,5	115,9	130,0	121,6
Volumes de production								
Exploration et production – Canada								
<i>Côte Est du Canada</i>								
Terra Nova (kb/j)	13,6	15,4	14,6	5,8	11,0	14,5	12,9	11,5
Hibernia (kb/j)	25,5	26,1	27,1	26,6	30,0	25,8	30,1	28,5
White Rose (kb/j)	6,0	8,8	10,6	9,0	12,9	7,4	13,0	11,4
Hebron (kb/j)	13,5	8,2	1,8	—	—	10,9	—	0,4
<i>Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)</i>	—	2,0	1,4	1,5	1,8	1,0	2,3	1,9
	58,6	60,5	55,5	42,9	55,7	59,6	58,3	53,7
Exploration et production – International								
Buzzard (kbep/j)	39,4	40,4	36,6	44,3	45,3	39,9	47,1	43,8
Golden Eagle (kbep/j)	12,6	14,3	17,9	20,5	20,1	13,4	20,2	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	52,0	54,7	54,5	64,8	65,4	53,3	67,3	63,4
Libye (kb/j) ³⁾	3,5	2,5	5,2	3,8	4,4	3,0	4,4	4,5
	55,5	57,2	59,7	68,6	69,8	56,3	71,7	67,9
Revenus nets^{B)D)}								
Côte Est du Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	97,30	84,63	81,49	67,23	66,26	90,56	68,02	71,06
Redevances	(13,02)	(14,34)	(13,21)	(13,01)	(14,05)	(13,72)	(15,00)	(14,26)
Frais de transport	(2,24)	(1,84)	(2,27)	(2,13)	(1,60)	(2,03)	(1,66)	(1,90)
Charges d'exploitation	(11,21)	(9,70)	(11,16)	(14,72)	(10,58)	(10,40)	(9,92)	(11,24)
Revenus d'exploitation nets	70,83	58,75	54,85	37,37	40,03	64,41	41,44	43,66
Royaume-Uni (\$/bep)								
Prix moyen obtenu	93,88	83,22	76,46	62,99	63,46	88,44	65,55	67,25
Frais de transport	(2,20)	(2,14)	(1,80)	(1,77)	(1,88)	(2,17)	(1,84)	(1,81)
Charges d'exploitation	(5,39)	(5,36)	(5,89)	(4,51)	(4,57)	(5,38)	(4,15)	(4,62)
Revenus d'exploitation nets	86,29	75,72	68,77	56,71	57,01	80,89	59,56	60,82

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

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 juin 2018	Trimestres clos les			Semestres clos les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2017	
		31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2018		
Raffinage et commercialisation								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	500,0	512,9	526,8	564,5	521,9	506,5	515,0	530,5
Pétrole brut traité (kb/j)	344,1	453,5	432,4	466,8	435,5	398,5	432,7	441,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	74	98	94	101	94	86	94	96
Marge de raffinage (\$/b) ^{B)E)}	27,40	30,25	28,75	24,25	19,30	29,05	20,60	23,65
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	6,25	4,90	5,25	4,50	5,05	5,45	5,25	5,05
Est de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	117,8	113,6	121,1	121,2	114,8	115,7	113,8	117,5
Distillats	93,4	81,8	89,2	92,6	82,9	93,1	82,5	86,8
Total des ventes de carburants de transport	211,2	195,4	210,3	213,8	197,7	208,8	196,3	204,3
Produits pétrochimiques	11,8	14,1	10,5	10,6	12,2	12,9	13,9	12,2
Asphalte	13,3	13,1	15,8	20,6	18,0	13,3	15,3	16,8
Autres	25,9	36,6	31,4	32,4	35,5	25,8	35,0	33,4
Total des ventes de produits raffinés	262,2	259,2	268	277,4	263,4	260,8	260,5	266,7
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	182,0	217,8	188,7	213,9	208,6	199,8	211,6	206,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	82	98	85	96	94	90	95	93
Ouest de l'Amérique du Nord								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	124,2	120,1	125,7	136,4	122,0	122,2	119,6	125,4
Distillats	88,3	109,9	111,7	119,9	108,3	99,8	109,2	112,5
Total des ventes de carburants de transport	212,5	230,0	237,4	256,3	230,3	222,0	228,8	237,9
Asphalte	14,3	11,3	9,3	16,0	14,6	12,8	11,9	12,3
Autres	11,0	12,4	12,1	14,8	13,6	10,9	13,8	13,6
Total des ventes de produits raffinés	237,8	253,7	258,8	287,1	258,5	245,7	254,5	263,8
Approvisionnement en brut et raffinage								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	162,1	235,7	243,7	252,9	226,9	198,7	221,1	234,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	68	98	102	105	95	83	92	98

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

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

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	703	2 020	2 723	558	938	(39)	4 180
Autres produits (pertes)	2	(11)	(9)	(10)	36	—	17
Achats de pétrole brut et de produits	(204)	(13)	(217)	(177)	(8)	2	(400)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(54)	(68)	(16)	(36)		
Montant brut réalisé	487	1 942	2 429	355	930		
Redevances	(34)	(60)	(94)	(4)	(26)	—	(124)
Frais de transport	(44)	(148)	(192)	(87)	(12)	—	(291)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	33	33	34	6		
Frais de transport nets	(44)	(115)	(159)	(53)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(113)	(981)	(1 094)	(184)	(608)	38	(1 848)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	37	166	203	15	65		
Charges d'exploitation nettes	(76)	(815)	(891)	(169)	(543)		
Marge brute	333	952	1 285	129	355		
Volumes de ventes (kb)	10 351	22 838	33 189	5 828	10 718		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,20	41,75	38,77	22,19	33,13		

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 (perte) 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		

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

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

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

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Synchrude	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)		

Pour le semestre clos le 30 juin 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 275	3 980	5 255	635	1 941	(52)	7 779
Autres (pertes) produits	(2)	(11)	(13)	(12)	39	—	14
Achats de pétrole brut et de produits	(415)	(48)	(463)	(194)	(24)	11	(670)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(79)	(93)	(44)	(36)		
Montant brut réalisé	844	3 842	4 686	385	1 920		
Redevances	(44)	(74)	(118)	(6)	(46)	—	(170)
Frais de transport	(108)	(274)	(382)	(113)	(22)	—	(517)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	54	54	54	10		
Frais de transport nets	(108)	(220)	(328)	(59)	(12)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(240)	(1 926)	(2 166)	(327)	(1 269)	42	(3 720)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	71	312	383	73	162		
Charges d'exploitation nettes	(169)	(1 614)	(1 783)	(254)	(1 107)		
Marge brute	523	1 934	2 457	66	755		
Volumes de ventes (kb)	20 986	48 291	69 277	6 557	23 528		
Revenus d'exploitation nets par baril	24,96	40,06	35,49	10,23	32,13		

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)}

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Synchrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	777	3 843	4 620	1 236	2	5 858
Autres produits	21	2	23	2	6	31
Achats de pétrole brut et de produits	(176)	(43)	(219)	(34)	(2)	(255)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(18)	(106)	(124)	(9)		
Montant brut réalisé	604	3 696	4 300	1 195		
Redevances	(10)	(50)	(60)	(38)	—	(98)
Frais de transport	(117)	(281)	(398)	(29)	—	(427)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	63	63	14		
Frais de transport nets	(117)	(218)	(335)	(15)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(249)	(1 775)	(2 024)	(1 134)	30	(3 128)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	45	284	329	123		
Charges d'exploitation nettes	(204)	(1 491)	(1 695)	(1 011)		
Marge brute	273	1 937	2 210	131		
Volumes de ventes (kb)	17 271	56 608	73 879	18 337		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,82	34,26	29,94	7,10		

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.

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)

	30 juin 2018	Trimestres clos les			Semestres clos les		Période de 12 mois close le	
		31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2018	31 déc. 2017	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	608	661	536	525	551	1 269	1 134	2 195
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(5)	(10)	(10)	(13)	(8)	(15)	(14)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	603	651	526	512	543	1 254	1 120	2 158
Volumes de ventes de Syncrude (kb)	10 718	12 807	16 049	14 636	5 549	23 525	18 337	49 022
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	56,25	50,75	32,80	35,00	97,80	53,25	61,05	44,05

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

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

Trimestre clos le 30 juin 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	444	484	204	1 132
Redevances	—	(65)	(122)	(187)
Frais de transport	(10)	(11)	(1)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(30)	(69)	(14)	(113)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	13		
Montant brut réalisé	408	352		
Volumes de ventes (kbep)	4 728	4 973		
Revenus d'exploitation nets par baril	86,29	70,83		

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		

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 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		

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		

Semestre clos le 30 juin 2018	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	853	962	334	2 149
Redevances	—	(147)	(201)	(348)
Frais de transport	(21)	(21)	(4)	(46)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(62)	(137)	(24)	(223)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	11	27	—	
Montant brut réalisé	781	684		
Volumes de ventes (kbep)	9 648	10 620		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,89	64,41		

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

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

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

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

Semestre clos le 30 juin 2017	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	799	733	240	1 772
Redevances	—	(162)	(82)	(244)
Frais de transport	(22)	(18)	(5)	(45)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(59)	(125)	(28)	(212)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	8	19		
Montant brut réalisé	726	447		
Volumes de ventes (kbep)	12 182	10 777		
Revenus d'exploitation nets par baril	59,56	41,44		

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

Raffinage et commercialisation^{A)E)}

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

	Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de 12 mois close le 31 déc. 2017	
	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017	30 sept. 2017	30 juin 2017	30 juin 2018		
Marge brute ¹¹⁾	1 628	1 773	1 807	1 456	1 102	3 401	2 430	5 692
Autres (pertes) produits	(14)	(7)	(13)	48	19	(21)	38	73
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(610)	(413)	(394)	(392)	(329)	(1 023)	(760)	(1 546)
Ajustement lié à la méthode DEPS	(96)	(11)	(139)	16	33	(107)	27	(96)
Marge de raffinage ajustée	908	1 342	1 261	1 128	825	2 250	1 735	4 123
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	33 165	44 363	43 801	46 491	42 629	77 528	84 169	174 461
Marge de raffinage (\$/b) ^{A)}	27,40	30,25	28,75	24,25	19,30	29,05	20,60	23,65
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	478	480	532	467	448	958	951	1 950
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(272)	(262)	(303)	(258)	(233)	(534)	(507)	(1 068)
Charge d'exploitation de raffinage	206	218	229	209	215	424	444	882
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	33 165	44 363	43 801	46 491	42 629	77 528	84 169	174 461
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	6,25	4,90	5,25	4,50	5,05	5,45	5,25	5,05

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

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

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

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

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

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

Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont définies à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et rapprochés des mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » des rapports aux actionnaires de chaque trimestre publiés par Suncor (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI et les charges d'exploitation décaissées *in situ* sont définies et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. La marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont définies 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 des mesures établies conformément aux PCGR, à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » du présent rapport trimestriel. Les revenus nets sont définies 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 annuel du deuxième trimestre de 2018.

Revenus nets du secteur Sables pétrolières

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

Revenus nets du secteur Exploration et production

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

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières (y compris les charges d'exploitation *in situ* et des mines) et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent aux volumes de ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) 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 pétrolières 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 pétrolières ainsi que du bitume de Fort Hills 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 du secteur des sables pétrolières, de Fort Hills et de Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables les unes aux autres ni aux calculs d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

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



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

suncor.com