

RAPPORT DE GESTION

Le 30 octobre 2019

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

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

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

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

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

Table des matières

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

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

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

de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple. Se reporter à la note 3 des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2019 pour plus de précisions. La Société a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée et d'ajuster le solde d'ouverture de ses résultats non distribués, sans retraiter les chiffres des périodes comparatives. Par conséquent, l'information comparative continue d'être présentée conformément aux dispositions d'IAS 17 et de l'Interprétation IFRIC 4 de l'International Financial Reporting Interpretations Committee.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés en fonction de la participation directe, avant redevances, sauf pour la production en Libye, qui est présentée en fonction des droits.

À compter du premier trimestre de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement.

En outre, au premier trimestre de 2019, la Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait. Ce changement n'a aucune incidence sur les dépenses en immobilisations totales et les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour le refléter. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent 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, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ainsi que les montants par action connexes, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires, la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement, le cas échéant, 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 kbp selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbp peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de

conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

• Résultats financiers du troisième trimestre

- Suncor a inscrit un résultat net de 1,035 G\$ (0,67 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 1,812 G\$ (1,12 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du troisième trimestre de 2019 rend compte d'une perte de change latente après impôt de 127 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur Exploration et production (« E&P ») à l'égard de la vente d'un actif non essentiel. Le résultat net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 195 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- Pour le troisième trimestre de 2019, le résultat d'exploitation¹⁾ de Suncor s'est établi à 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est principalement attribuable à une conjoncture moins favorable ayant donné lieu à baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et à une diminution des marges de raffinage. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de la production de pétrole brut, par l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains, tel qu'il est précisé à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 3,139 G\$ (1,94 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2018, et ils reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2019, contre 4,370 G\$ (2,70 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2018, ce qui reflète pour les deux périodes les rentrées de trésorerie prises en compte dans le fonds de roulement.
- **La production de Syncrude s'est accrue pour atteindre 162 300 b/j, en comparaison de 106 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** La hausse de la production est attribuable à l'amélioration de la fiabilité, partiellement contrebalancée par les travaux de maintenance planifiés et par des réductions obligatoires de la production, ce qui a donné lieu à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 80 % au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 52 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **La production de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 85 500 b/j, contre 69 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.** L'augmentation de la cadence de production à Fort Hills tout au long de 2018 est à l'origine de cette hausse, bien qu'elle ait été neutralisée en partie par les réductions obligatoires de la production. Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril de Fort Hills se sont établies à 24,25 \$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 33,45 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, une amélioration attribuable à la hausse des volumes de production et à la baisse globale des charges d'exploitation décaissées.
- **Le secteur Raffinage et commercialisation a exploité les raffineries à leur pleine capacité.** Le secteur a généré un débit de traitement du brut par les raffineries de 463 700 b/j et des ventes de produits raffinés records de 572 000 b/j pour le troisième trimestre de 2019, comparativement à un débit de traitement du brut par les raffineries de 457 200 b/j et à des ventes de produits raffinés de 565 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux moyen d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 100 % pour le trimestre.

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

- **L'accroissement de la cadence de production se poursuit à Hebron, les septième et huitième puits productifs ayant été achevés.** La production de Hebron s'est établie à 23 600 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 14 400 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, la capacité de production nominale ayant été atteinte plus tôt que prévu.
- **Suncor compte investir dans des unités de cogénération à faibles émissions de carbone.** Au cours du troisième trimestre de 2019, Suncor a annoncé son intention de remplacer ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération à son usine de base de sables pétrolifères. Les unités de cogénération garantiront la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et devraient réduire d'environ 25 % l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») associées aux activités de production de vapeur menées à l'usine de base. Le coût du projet est estimé à 1,4 G\$, sa mise en service étant prévue pour le deuxième semestre de 2023.
- **Suncor augmente les rachats d'actions et les dividendes.** Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a démontré la souplesse de son programme de répartition du capital en profitant de la conjoncture pour accélérer la cadence des rachats d'actions effectués en vertu de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Elle a procédé au rachat d'actions ordinaires totalisant 756 M\$ et a versé 650 M\$ en dividendes à ses actionnaires au cours du troisième trimestre de 2019. Elle a ainsi procédé au rachat de 19,2 millions d'actions ordinaires, soit 1,2 % du total des actions ordinaires en circulation, comparativement à 16,8 millions d'actions ordinaires pour le troisième trimestre de 2018, ce qui représente une augmentation de 14 %.
- **Suncor réduit son niveau d'endettement.** Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a continué à rééquilibrer son bilan et a remboursé 572 M\$ en titres de créance, ce qui lui a permis d'améliorer davantage sa situation de trésorerie et d'accroître sa marge de manœuvre financière.

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE¹⁾

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Résultat net				
Sables pétrolifères	505	822	2 255	1 322
Exploration et production	219	222	1 167	922
Raffinage et commercialisation	668	932	2 442	2 392
Siège social et éliminations	(357)	(164)	(630)	(1 063)
Total	1 035	1 812	5 234	3 573
Résultat d'exploitation ²⁾				
Sables pétrolifères	505	762	1 345	1 262
Exploration et production	171	222	910	789
Raffinage et commercialisation	668	932	2 354	2 392
Siège social et éliminations	(230)	(359)	(1 033)	(711)
Total	1 114	1 557	3 576	3 732
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ²⁾				
Sables pétrolifères	1 606	1 884	4 656	4 357
Exploration et production	379	443	1 588	1 448
Raffinage et commercialisation	885	1 122	3 070	2 925
Siège social et éliminations	(195)	(310)	(1 049)	(565)
Total	2 675	3 139	8 265	8 165
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	461	1 231	(148)	(625)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 136	4 370	8 117	7 540
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	966	753	2 201	2 693
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	521	427	1 497	1 438
Total	1 487	1 180	3 698	4 131

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires ²⁾	1 043	1 789	4 050	3 668

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 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 flux de trésorerie discrétionnaires du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour rendre compte de l'incidence de la modification par la Société de son classement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.
- 3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 29 M\$ pour le troisième trimestre de 2019 et de 26 M\$ pour le troisième trimestre de 2018 et rendent compte du nouveau classement des dépenses en immobilisations de la Société. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

Faits saillants de l'exploitation

	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères (kb/j)	670,0	651,7	673,1	591,0
Exploration et production (kbep/j)	92,3	92,1	103,6	107,9
Total (kbep/j)	762,3	743,8	776,7	698,9
Taux d'utilisation des raffineries (%)	100	99	94	91
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	463,7	457,2	436,0	418,3

Résultat net

La Société a enregistré un résultat net consolidé de 1,035 G\$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 1,812 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-après.

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

- La perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains s'est chiffrée à 127 M\$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison d'un profit de change latent après impôt de 195 M\$ pour le troisième trimestre de 2018.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels du secteur E&P.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

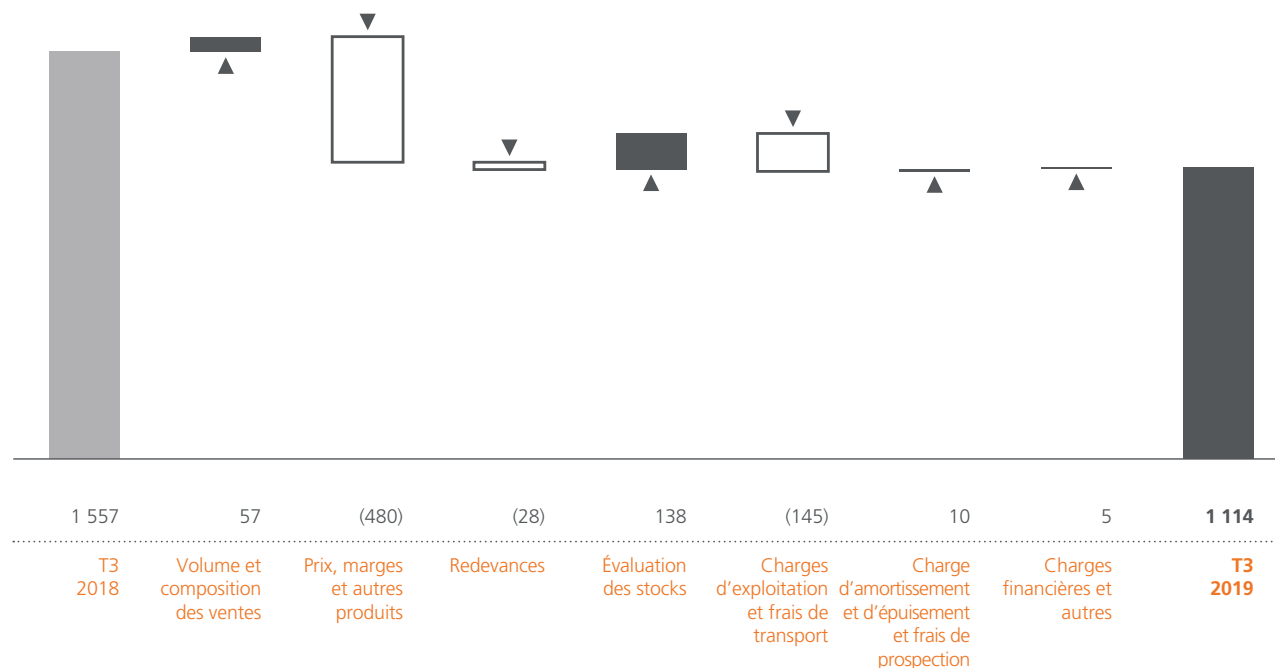
(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Résultat net	1 035	1 812	5 234	3 573
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	127	(195)	(355)	352
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(1 116)	—
Profit sur cession importante ³⁾	(48)	(60)	(187)	(193)
Résultat d'exploitation¹⁾	1 114	1 557	3 576	3 732

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

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

3) Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. Au cours du deuxième trimestre de 2019, la Société a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs. La participation dans Canbriam avait été acquise au cours du premier trimestre de 2018 en échange des propriétés foncières de la Société situées dans le nord-est de la Colombie-Britannique. Un profit de 133 M\$ après impôt avait été comptabilisé à l'égard de cette transaction. Le résultat d'exploitation du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

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 résultat d'exploitation de Suncor pour le troisième trimestre de 2019 s'est établi à 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,557 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Parmi les faits saillants du troisième trimestre, mentionnons l'augmentation des volumes de production de pétrole brut et du débit de traitement du brut par les raffineries comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent. La croissance des volumes de production à Syncrude et l'accélération de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron au cours de l'exercice à l'étude se sont traduits par une augmentation de la production de pétrole brut au troisième trimestre de 2019, augmentation qui a été partiellement neutralisée par les travaux de maintenance planifiés, par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta et par une panne imprévue survenue à Hibernia qui a été résolue à la fin du troisième trimestre. En outre, le résultat d'exploitation rend compte de l'incidence positive de la réalisation d'un profit intersectoriel sur les transferts de stocks, comparativement à l'élimination d'un profit intersectoriel au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Le recul du résultat d'exploitation est principalement attribuable au contexte commercial moins favorable, qui s'est traduit par une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et par une diminution des marges de raffinage, de même que par une hausse des charges d'exploitation et des frais de transport.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de	
	2019	30 septembre 2018	neuf mois closes les	30 septembre 2018
Sables pétrolifères	15	8	53	63
Exploration et production	2	1	6	6
Raffinage et commercialisation	8	4	30	32
Siège social et éliminations	27	19	107	130
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	52	32	196	231

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt s'est établie à 52 M\$ au troisième trimestre de 2019, en hausse comparativement à celle de 32 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une augmentation du cours de l'action de la Société au cours de la période, comparativement à une baisse au cours de la période correspondante de l'exercice précédent.

Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les 30 septembre		Moyenne des périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2019	2018	2019	2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	56,45	69,50	57,05	66,80
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,90	75,25	64,65	72,15
Écart de prix Brent daté /Maya FOB	\$ US/b	5,20	10,20	5,45	10,75
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,35	82,10	69,60	77,85
WCS à Hardisty	\$ US/b	44,20	47,35	45,30	44,90
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(12,25)	(22,15)	(11,75)	(21,90)
Écart pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	0,40	(0,90)	(0,55)	(1,00)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	52,00	66,80	52,80	66,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	0,95	1,20	1,50	1,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,85	54,45	57,55	48,40
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,45	20,25	20,45	19,20
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,05	20,00	17,95	16,75
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	23,90	22,05	24,15	23,20
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,00	19,35	19,85	18,20
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,75	0,78
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,77	0,76	0,77

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Suncor utilisait auparavant la marge de craquage 3-2-1 parce que cette valeur de référence était plus répandue et mieux connue de la Société. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de l'assortiment de produits raffinés de Suncor. 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 ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien, lesquelles influent sur les écarts de prix du pétrole brut synthétique. Les prix obtenus au troisième trimestre de 2019 pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence négative de la baisse du prix du WTI à Cushing, qui est passé de 69,50 \$ US/b au troisième trimestre de 2018 à 56,45 \$ 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 diminué pour s'établir à 68,35 \$/b, alors qu'il était de 82,10 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 44,20 \$ US/b au troisième trimestre de 2019, alors qu'il était de 47,35 \$ US/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, ce qui représente une diminution moindre que celle du cours du WTI, qui s'explique par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd découlant notamment des réductions obligatoires de la production en Alberta. Les écarts de prix du pétrole brut synthétique sulfureux et peu sulfureux ont été plus favorables au troisième trimestre de 2019 qu'au troisième trimestre de 2018.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le réseau de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. Au troisième trimestre de 2019, les prix du bitume ont bénéficié du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd.

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 diminué pour s'établir à 61,90 \$ US/b au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 75,25 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence du secteur. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de son assortiment de produits raffinés composé d'essence et de distillats. Les marges de craquage de référence 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. Les raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée 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 marges spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées en fonction des coûts d'achat réels du brut, de la configuration de la raffinerie, de la composition de la production et des prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie.

Le coût 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 0,95 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2019, en baisse comparativement à 1,20 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor et par Fort Hills est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 46,85 \$/MWh au troisième trimestre de 2019, a diminué par rapport à celui de 54,45 \$/MWh enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain au cours du troisième trimestre de 2019, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,76 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,77 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au troisième trimestre de 2019.

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

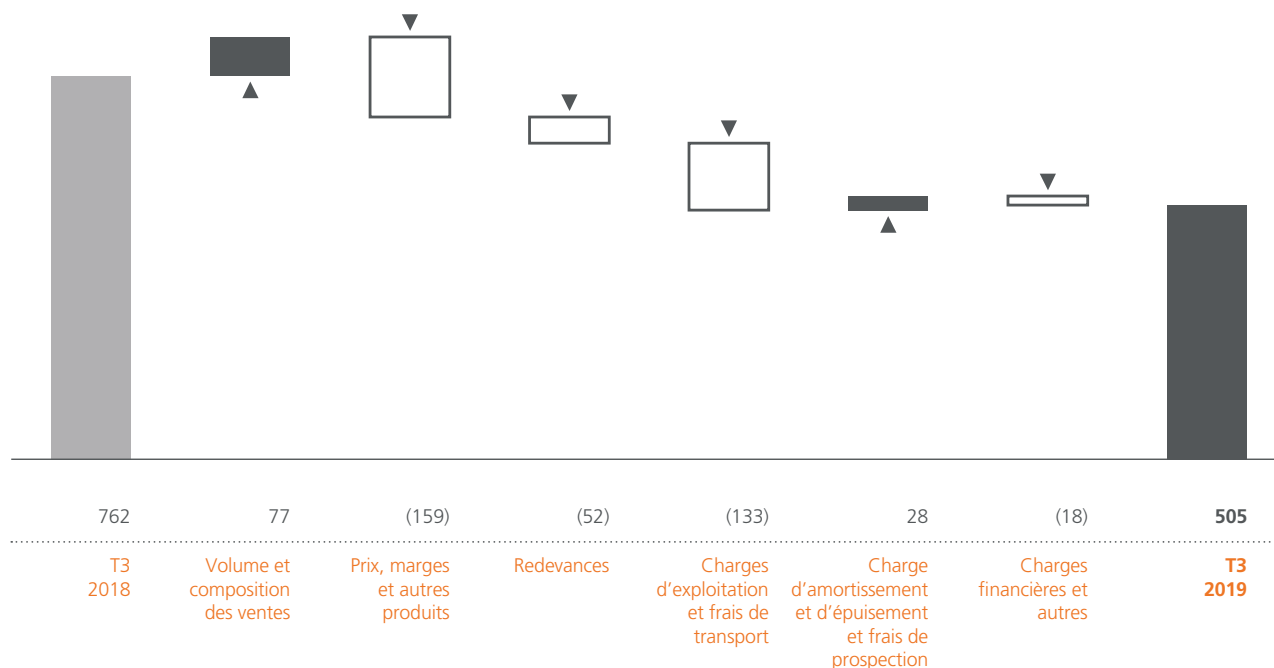
SABLES PÉTROLIFÈRES¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Produits bruts	4 601	4 815	13 922	12 594
Moins les redevances	(235)	(161)	(774)	(331)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 366	4 654	13 148	12 263
Résultat net	505	822	2 255	1 322
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(910)	—
Profit sur cession importante ³⁾	—	(60)	—	(60)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	505	762	1 345	1 262
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	1 606	1 884	4 656	4 357

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, un recouvrement d'impôt différé de 910 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Les résultats du troisième trimestre de 2018 tiennent compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



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

Pour le troisième trimestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation de 505 M\$, en comparaison de 762 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par le recul des cours de référence du pétrole brut, par l'augmentation des redevances ainsi que par la hausse des frais d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux. Elle a été partiellement contrebalancée par la hausse globale des volumes de production qui a découlé de l'accroissement de la production à Syncrude et de la cadence de production à Fort Hills, de même que par l'appréciation du prix du pétrole brut de bitume obtenu par suite des réductions obligatoires de la production.

Volumes de production¹⁾

(kb/j)	2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018	2019	2018
Produits valorisés du secteur Sables pétrolifères (pétrole brut synthétique et diesel)	325,3	338,5	326,5	291,1	
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(8,3)	(8,4)	(8,7)	(8,4)	
Total des produits valorisés du secteur Sables pétrolifères	317,0	330,1	317,8	282,7	
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	105,2	146,0	93,3	130,9	
Total de la production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères	422,2	476,1	411,1	413,6	
Bitume de Fort Hills	85,5	69,4	84,4	56,9	
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse	—	—	—	(1,7)	
Total de la production de bitume de Fort Hills	85,5	69,4	84,4	55,2	
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	164,7	107,6	180,1	124,3	
Diesel consommé à l'interne ²⁾	(2,4)	(1,4)	(2,5)	(2,1)	
Total de la production de Syncrude	162,3	106,2	177,6	122,2	
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	670,0	651,7	673,1	591,0	

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 quasi-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 consommés à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2019, 6 600 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et 1 700 b/j, nets, par Fort Hills. Les taux d'utilisation du secteur Sables pétrolifères sont calculés déduction faite du diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères – Activités de base mais inclusion faite du diesel consommé à l'interne à Fort Hills. Les taux d'utilisation de Syncrude sont calculés en fonction de la production de pétrole sulfureux intermédiaire.

La production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 422 200 b/j au troisième trimestre de 2019, contre 476 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production imposées en Alberta, ce qui a donné lieu à une baisse du taux d'utilisation des installations de valorisation, qui s'est établi à 91 % au troisième trimestre de 2019, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société s'est employée à minimiser l'incidence des réductions obligatoires de la production en répartissant les crédits d'allocation au titre des réductions entre les actifs du secteur Sables pétrolifères selon une stratégie opportuniste, ainsi qu'en optimisant la production des installations de valorisation afin de produire des barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée au troisième trimestre de 2019, ce qui s'est traduit par un recul de la production de bitume non valorisé *in situ*. Compte tenu de nos travaux de maintenance planifiés, les possibilités d'acheter des quotas de production auprès d'autres exploitants et leur disponibilité étaient limitées au cours du trimestre à l'étude.

La production de bitume de Fort Hills, nette pour Suncor, s'est accrue pour atteindre 85 500 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69 400 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse découle de l'accroissement de la cadence de production observé tout au long de 2018, partiellement contrebalancé par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est établie à 162 300 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 106 200 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité à Syncrude, laquelle a été en partie contrebalancée par les travaux de maintenance planifiés entrepris au cours du trimestre et par l'incidence des réductions obligatoires de la production. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent avait été touchée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés d'envergure et par la survenance d'une panne d'électricité à la fin du deuxième trimestre de 2018.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	116,1	129,5	116,0	91,3
Diesel	20,1	34,7	24,7	29,2
Pétrole brut synthétique sulfureux	184,6	162,8	177,3	166,6
Produits valorisés	320,8	327,0	318,0	287,1
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	110,2	131,4	93,0	121,2
Sables pétrolifères	431,0	458,4	411,0	408,3
Bitume de Fort Hills	91,6	61,6	84,1	44,8
Syncrude	162,3	106,2	177,6	122,2
Total	684,9	626,2	672,7	575,3

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 431 000 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 458 400 b/j au troisième trimestre de 2018, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la production et qui sont mentionnés ci-dessus, facteurs ayant été partiellement contrebalancés par des prélèvements sur les stocks de brut.

Au troisième trimestre de 2019, les ventes de bitume provenant de Fort Hills ont augmenté pour atteindre 91 600 b/j, nets pour Suncor, en comparaison de 61 600 b/j au troisième trimestre de 2018, ce qui reflète l'accroissement de la production combiné aux prélèvements sur les stocks.

Production de bitume

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Sables pétrolifères – Activités de base				
Production de bitume (kb/j)	301,0	323,4	289,8	252,2
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	460,3	449,6	431,1	366,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,65	0,72	0,67	0,69
Production <i>in situ</i>				
Production de bitume – Firebag (kb/j)	194,6	211,0	184,1	206,2
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,7	2,6
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	23,1	37,1	31,5	35,6
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	2,9	2,8	3,0	2,9
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	217,7	248,1	215,6	241,8
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	518,7	571,5	505,4	494,0
Fort Hills				
Production de bitume (kb/j)	85,5	69,4	84,4	56,9
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	126,1	114,1	134,0	91,2
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,68	0,61	0,63	0,62
Syncrude				
Production de bitume (kb/j)	194,4	130,9	211,2	148,8
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	313,5	213,3	341,9	241,5
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,61	0,62	0,62
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	798,6	771,8	801,0	699,7

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a diminué au troisième trimestre de 2019 pour s'établir à 518 700 b/j, en comparaison de 571 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation et aux réductions obligatoires de la production.

La production de bitume de Fort Hills a augmenté pour s'établir à 85 500 b/j, nets pour Suncor, au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'accroissement graduel de la cadence de production observé tout au long de 2018, partiellement contrebalancé par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour s'établir à 194 400 b/j, nets pour Suncor, au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 130 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation, partiellement contrebalancée par l'exécution de travaux de maintenance planifiés et par l'incidence des réductions obligatoires de la production.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Secteur Sables pétrolifères				
Pétrole brut synthétique et diesel	68,11	82,95	69,24	78,06
Bitume	42,21	36,62	44,59	35,65
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	61,49	69,67	63,67	65,47
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,07)	(20,59)	(12,15)	(20,17)
Fort Hills (bitume)	48,50	53,43	51,74	51,44
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	74,07	88,80	73,84	83,12
Syncrude, par rapport au WTI	(0,49)	(1,46)	(1,98)	(2,52)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour se chiffrer à 61,49 \$/b au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 69,67 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la baisse des cours de référence du WTI, en partie contrebalancée par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole lourd qui a découlé des réductions obligatoires de la production en Alberta, par un élargissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique ainsi que par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 48,50 \$/b au troisième trimestre de 2019, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes réalisées à l'intérieur des terres américaines et sur la côte américaine du golfe du Mexique, où Suncor est en mesure d'utiliser son réseau logistique afin de bénéficier des prix favorables sur le marché américain, conjuguée à une amélioration de la qualité de la mousse de bitume traitée au solvant paraffinique produite à Fort Hills. Le prix moyen obtenu a été inférieur à celui obtenu au troisième trimestre de l'exercice précédent en raison du rétrécissement des écarts liés à l'emplacement au troisième trimestre de 2019.

Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude a diminué pour s'établir à 74,07 \$/b au troisième trimestre de 2019, comparativement à 88,80 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la diminution du cours de référence du WTI, partiellement contrebalancée par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien et par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique. Le prix moyen obtenu pour la production de Syncrude s'est avéré inférieur au cours de référence moyen du trimestre, les ventes ayant été réalisées en majeure partie avant le début des travaux de maintenance planifiés, période au cours de laquelle elles étaient conclues à escompte par rapport au cours de référence.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse de la production à Syncrude.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tel qu'il est précisé ci-dessous. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif.

Les coûts d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison de la hausse des coûts de maintenance, des coûts des travaux d'extraction minière impartis à des sous-traitants et des frais de recherche et de développement.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au troisième trimestre de 2019 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des coûts miniers qui a découlé de l'accroissement des volumes de production, en partie contrebalancée par une baisse des coûts de démarrage de projet.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude a été comparable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en raison principalement d'une hausse globale des volumes de production et de ventes par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement, les pertes de valeur et les frais de prospection du troisième trimestre de 2019 ont diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison du fait que le troisième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de valeur comptabilisée à l'égard de certains actifs que la Société n'utilisait plus, ce qui a été partiellement contrebalancé par l'amortissement supplémentaire lié à la transition à IFRS 16.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Trimestres clos les 30 septembre 2018	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	2 009	1 855	6 042	5 579
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 156	1 006	3 496	3 133
Coûts non liés à la production ²⁾	(73)	(15)	(168)	(96)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(64)	(50)	(181)	(157)
Variations des stocks	19	28	16	11
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	1 038	969	3 163	2 891
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	26,60	22,00	28,10	25,50
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	224	214	673	542
Coûts non liés à la production ²⁾	(23)	(26)	(95)	(96)
Variations des stocks	(10)	26	5	98
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	191	214	583	543
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	24,25	33,45	25,30	34,90
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	629	635	1 873	1 904
Coûts non liés à la production ²⁾	(24)	(11)	(62)	(26)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	605	624	1 811	1 878
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	40,50	63,85	37,35	56,25

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 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 minéral.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ se sont établies à 26,60 \$ au troisième trimestre de 2019, contre 22,00 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par

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

l'incidence des réductions de production obligatoires et par les changements volontaires que la Société a apportés à la composition de sa production en vue de maximiser la valeur, par l'exécution de travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, qui ont débuté à la fin du troisième trimestre de 2019, ainsi que par l'augmentation des coûts liés aux entrepreneurs miniers. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 1,038 G\$, en comparaison de 969 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mêmes facteurs qui sont mentionnés ci-dessus.

Au troisième trimestre de 2019, 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 la hausse des frais de recherche et de développement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 24,25 \$ au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 33,45 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison de l'incidence de l'augmentation des volumes de production enregistrée pour la période à l'étude et de la baisse des charges d'exploitation décaissées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 40,50 \$ au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 63,85 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à l'accroissement de la production dont il est question ci-dessus.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Pour les neuf premiers mois de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat net de 2,255 G\$, en comparaison de 1,322 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois de 2019 tient compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 910 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022. Le résultat net inscrit pour les neuf premiers mois de 2018 tenait compte d'un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn réalisée au troisième trimestre de 2018.

Pour les neuf premiers mois de 2019, le résultat d'exploitation¹⁾ du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 1,345 G\$, en comparaison de 1,262 G\$ pour la période correspondante de 2018. Le résultat d'exploitation s'est amélioré grâce à l'accroissement des volumes de production, partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessous. La production s'est accrue en raison de l'accroissement de la cadence de production observé à Fort Hills et de la production plus élevée dégagée à Syncrude, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'incidence des réductions de production obligatoires en 2019. Les deux périodes reflètent l'incidence de l'exécution de travaux de maintenance planifiés menés aux installations de valorisation.

Pour les neuf premiers mois de 2019, les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 4,656 G\$, en comparaison de 4,357 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 28,10 \$ pour les neuf premiers mois de 2019, en hausse par rapport 25,50 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2018, ce qui s'explique par l'incidence des réductions de production obligatoires et par les changements volontaires que la Société a apportés à la composition de sa production en vue de maximiser la valeur, ainsi que par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux qui a découlé de la hausse des coûts liés aux entrepreneurs miniers, des coûts des produits consommés et des coûts de maintenance.

Pour les neuf premiers mois de 2019, les charges d'exploitation décaissées¹⁾ par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 25,30 \$, en comparaison de 34,90 \$ pour la période correspondante de 2018, ce qui reflète un accroissement de la production, bien que le volume de production ait été limité du fait des réductions de production obligatoires imposées.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 37,35 \$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 56,25 \$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable à une hausse de la production, bien que le volume de production ait été limité du fait des réductions de production obligatoires imposées et que le volume de production de la période correspondante de l'exercice précédent ait subi les répercussions d'une panne d'électricité et de travaux de maintenance planifiés d'envergure, ainsi qu'à la diminution des charges d'exploitation décaissées qui a découlé principalement de la baisse des coûts de maintenance.

Travaux de maintenance planifiés

Les travaux de maintenance planifiés au quatrième trimestre de 2019 comprennent des travaux de maintenance à l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères, à Fort Hills et à Syncrude. Les travaux de maintenance menés à Fort Hills ont été achevés après la clôture du troisième trimestre. L'incidence de ces travaux de maintenance est prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2019.

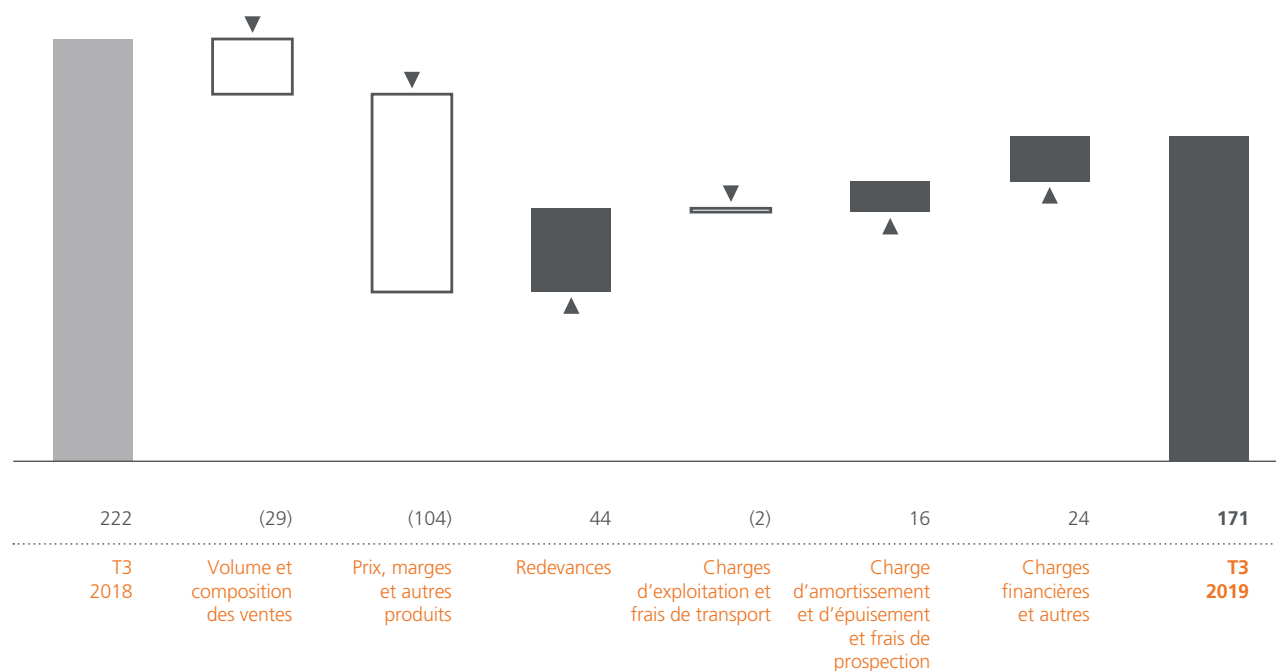
1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

EXPLORATION ET PRODUCTION¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits bruts ²⁾	681	875	2 461	2 823
Moins les redevances ²⁾	(32)	(91)	(219)	(238)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	649	784	2 242	2 585
Résultat net	219	222	1 167	922
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	—	(70)	—
Profit sur une cession d'actifs ⁴⁾	(48)	—	(187)	(133)
Résultat d'exploitation ⁵⁾	171	222	910	789
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	379	443	1 588	1 448

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés en général. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) 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 de 65 M\$ pour le troisième trimestre de 2019 et de 74 M\$ pour le troisième trimestre de 2018 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 3) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, un recouvrement d'impôt différé de 70 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 4) Les résultats du troisième trimestre de 2019 tiennent compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. Au cours du deuxième trimestre de 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.
- 5) 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 résultat d'exploitation de 171 M\$ au troisième trimestre de 2019, en baisse comparativement à celui de 222 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et d'une diminution des volumes de ventes au Royaume-Uni, partiellement contrebalancées par une diminution des redevances et des charges financières et autres. Le montant inscrit à titre de charges financières et autres au troisième trimestre de 2019 est inférieur à celui inscrit au troisième trimestre de 2018, en raison principalement de la perte liée à notre placement en titres de capitaux propres dans Canbriam qui avait été comptabilisée au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
E&P Canada				
Terra Nova (kb/j)	13,9	8,6	12,8	12,5
Hibernia (kb/j)	5,9	17,9	18,4	23,2
White Rose (kb/j)	6,2	8,0	3,5	7,6
Hebron (kb/j)	23,6	14,4	21,9	12,1
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	—	—	0,7
	49,6	48,9	56,6	56,1
E&P International				
Buzzard (kbep/j)	29,2	29,6	33,6	36,4
Golden Eagle (kbep/j)	8,7	12,0	9,0	12,9
Royaume-Uni (kbep/j)	37,9	41,6	42,6	49,3
Norvège – Oda (kbep/j)	2,7	—	2,3	—
Libye (kb/j)	2,1	1,6	2,1	2,5
	42,7	43,2	47,0	51,8
Production totale (kbep/j)	92,3	92,1	103,6	107,9
Total des volumes de ventes (kbep/j)	92,5	96,5	103,4	109,4

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 49 600 bep/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 48 900 bep/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cet accroissement de la production est principalement attribuable à l'augmentation des volumes de production de Hebron, partiellement contrebalancée par une interruption non planifiée à Hibernia, laquelle avait été résolue avant la fin du troisième trimestre, et par le retour graduel constant de la production de White Rose jusqu'à une cadence normale.

La production du secteur E&P International a diminué pour s'établir à 42 700 bep/j, en comparaison de 43 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la déplétion naturelle au Royaume-Uni, partiellement contrebalancée par la hausse de la production provenant du projet Oda mené au large des côtes de la Norvège, où la production a débuté vers la fin du premier trimestre de 2019 et s'est établie en moyenne à 2 700 bep/j au troisième trimestre de 2019.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 92 500 b/j au troisième trimestre de 2019, en comparaison de 96 500 bep/j au troisième trimestre de 2018, en raison du moment des extractions.

Prix obtenus

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances				
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	79,39	97,22	85,04	91,28
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³ e)	—	—	—	1,94
E&P International (\$/bep)	75,10	92,24	82,17	88,01

Les prix obtenus pour la production provenant d'E&P Canada et d'E&P International ont diminué au troisième trimestre de 2019 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse du cours de référence du brut Brent au cours du troisième trimestre de 2019, en partie contrebalancée par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien sur les ventes libellées en dollars américains.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le troisième trimestre de 2019 ont été inférieures en raison de la diminution des taux de redevances attribuable à la composition de la production et de la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du troisième trimestre de 2019 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement et les pertes de valeur du troisième trimestre de 2019 ont diminué par rapport au troisième trimestre de 2018, en raison principalement de la baisse de la production au Royaume-Uni et à Hibernia, partiellement contrebalancée par l'accroissement de la production à Hebron.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Le secteur E&P a inscrit un résultat net de 1,167 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 922 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 139 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans Canbriam et d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 70 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022, ainsi que d'un profit après impôt de 48 M\$ découlant de la vente de certains actifs non essentiels au cours du troisième trimestre de 2019.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation de 910 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 789 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à la réception d'un produit d'assurance de 264 M\$ après impôt lié aux actifs de la Société en Libye et à la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement, partiellement contrebalancées par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et par l'augmentation des frais de prospection. Le produit d'assurance reçu pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui pourrait dépendre de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de Suncor en Libye.

Pour les neuf premiers mois de 2019, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,588 G\$, en hausse comparativement à ceux de 1,448 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois de 2018, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement hors trésorerie.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au quatrième trimestre de 2019.

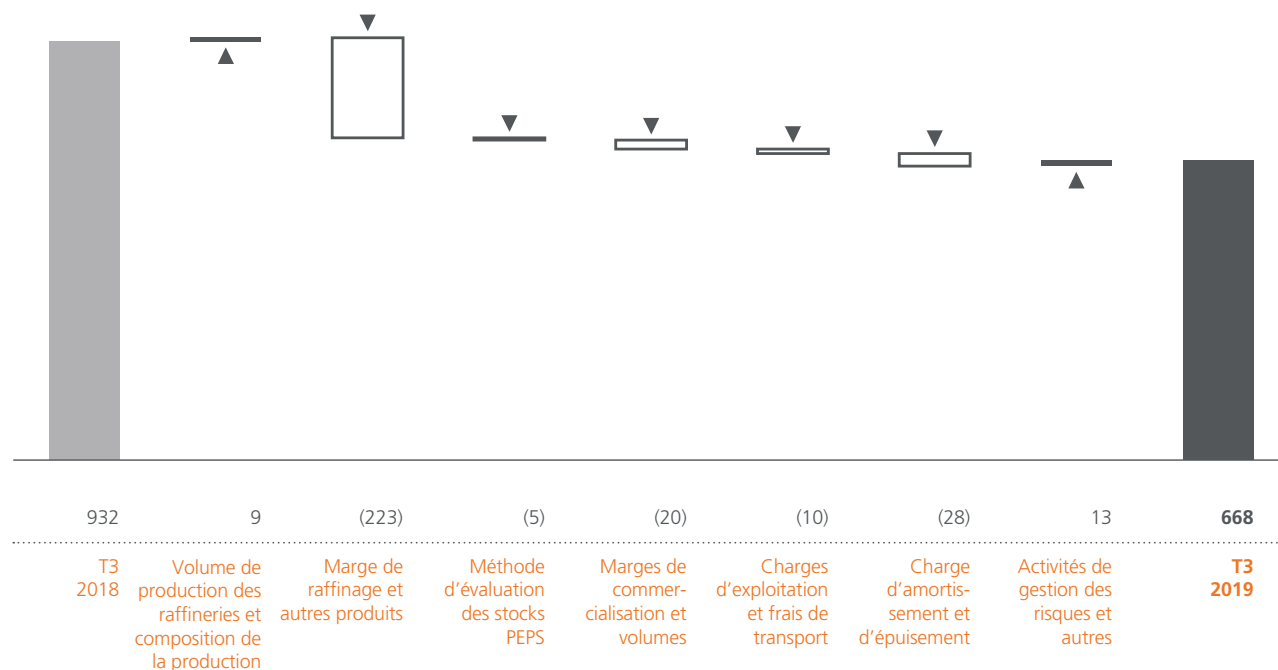
RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Produits d'exploitation	5 929	6 752	16 759	18 111
Résultat net	668	932	2 442	2 392
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(88)	—
Résultat d'exploitation ³⁾	668	932	2 354	2 392
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	885	1 122	3 070	2 925

- 1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés en général. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), un recouvrement d'impôt différé de 88 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) 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 résultat d'exploitation de 668 M\$ pour le troisième trimestre de 2019, en comparaison de 932 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du volume de production des raffineries et la hausse des volumes de ventes de produits raffinés ont été plus que contrebalancées par la diminution des marges de raffinage, par la rétrécissement des marges de commercialisation et par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement et des charges d'exploitation.

Volumes

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	209,5	211,6	198,6	203,8
Ouest de l'Amérique du Nord	254,2	245,6	237,4	214,5
Total	463,7	457,2	436,0	418,3
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	94	95	89	92
Ouest de l'Amérique du Nord	106	102	99	89
Total	100	99	94	91
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	256,8	261,0	246,3	245,7
Distillat	230,8	217,7	219,6	201,3
Autres	84,4	86,8	75,1	79,3
Total	572,0	565,5	541,0	526,3
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	28,35	34,45	32,60	31,90
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	4,90	5,00	5,45	5,30

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 par baril tiennent compte de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 463 700 b/j au troisième trimestre de 2019, contre 457 200 b/j au troisième trimestre de 2018. Le taux d'utilisation a été élevé pour chacune des deux périodes, s'établissant respectivement à 100 % et à 99 %.

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

Prix et marges

Les marges brutes qui ont été dégagées sur les produits raffinés ont été moins élevées au troisième trimestre de 2019 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elles rendent compte de ce qui suit :

- Le rétrécissement des écarts de prix du brut, la diminution des marges de craquage de référence sur les distillats et l'essence et les écarts non favorables liés à l'emplacement des produits, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien.
- Au troisième trimestre de 2019, 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 comptable DEPS¹⁾, a eu une incidence négative sur les résultats de la société de 28 M\$ après impôt pour le trimestre à l'étude, comparativement à une incidence négative sur le résultat d'exploitation de 23 M\$ après impôt pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence défavorable de 5 M\$ après impôt d'un trimestre à l'autre.

Les marges brutes de commercialisation ont été moins élevées au troisième trimestre de 2019 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'incidence de la concurrence soutenue au chapitre des prix, partiellement contrebalancée par une augmentation des volumes de ventes au détail au Canada.

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

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été plus élevées au troisième trimestre de 2019 qu'au troisième trimestre de 2018, en raison surtout de la hausse des coûts de maintenance engagés à l'égard des raffineries et des coûts liés à l'expansion des activités.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté au troisième trimestre de 2019, ce qui s'explique par le traitement comptable des contrats de location-acquisition en vertu d'IFRS 16.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Le secteur R&C a inscrit un résultat net de 2,442 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, contre 2,392 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont expliqués ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois de 2019 tient compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 88 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 2,354 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 2,392 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Cette baisse est attribuable au rétrécissement des écarts de prix du brut, aux écarts défavorables liés à l'emplacement des produits, à la hausse des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux et à l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement, facteurs en partie contrebalancés par un plus important profit lié à la méthode PEPS comptabilisé pour la période à l'étude, à l'augmentation du débit de traitement du brut par les raffineries et à la hausse du volume des ventes de produits. Au cours des neuf premiers mois de 2019, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de l'ordre de 477 M\$ après impôt, en comparaison de 181 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2018.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont élevés à 3,070 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en hausse comparativement à ceux de 2,925 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois de 2018, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la charge d'amortissement d'épuisement hors trésorerie.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a mené à bien la totalité des travaux de maintenance planifiés aux raffineries pour 2019, et elle ne prévoit pas mener de travaux de maintenance majeurs au cours du quatrième trimestre de 2019.

SIÈGE SOCIAL ET ÉLIMINATIONS ¹⁾

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net	(357)	(164)	(630)	(1 063)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(48)	—
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	127	(195)	(355)	352
Résultat d'exploitation ³⁾	(230)	(359)	(1 033)	(711)
<i>Siège social</i>	(255)	(278)	(818)	(698)
<i>Éliminations</i>	25	(81)	(215)	(13)
Fonds affectés à l'exploitation ³⁾	(195)	(310)	(1 049)	(565)

1) Depuis le premier trimestre de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société sont inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement. Les résultats des activités de la Société liées à l'énergie sont inclus dans le secteur Siège social.

2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, un recouvrement d'impôt différé de 48 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.

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

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 255 M\$ au troisième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte d'exploitation de 278 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse de la perte d'exploitation s'explique par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation, comparativement à une perte de change liée aux activités d'exploitation au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par une baisse de la charge d'intérêts. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions. Au troisième trimestre de 2019, Suncor a incorporé une tranche de 29 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 26 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Éliminations

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2019, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 25 M\$ en raison d'une baisse du volume des stocks des raffineries de la Société dans le secteur Sables pétrolifères, alors qu'elle avait éliminé un profit intersectoriel après impôt de 81 M\$ au troisième trimestre de 2018, ce qui s'explique par l'augmentation des volumes des stocks intersectoriels.

Résultats des neuf premiers mois de 2019

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 630 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 1,063 G\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont expliqués ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois de 2019 tient compte d'un profit de change latent après impôt de 355 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 48 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022. Le résultat net des neuf premiers mois de 2018 tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 352 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 1,033 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 711 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018. L'augmentation de la perte s'explique par le fait qu'un

important profit détenu dans les stocks intragroupe a été éliminé, de même que par une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation pour la période correspondante de l'exercice précédent, le résultat d'exploitation de cette période reflétant la réception d'un produit d'intérêts lié à un règlement fiscal d'une période précédente, par une diminution des intérêts incorporés à l'actif et par une augmentation des charges d'intérêts liée à l'application d'IFRS 16. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges à payer au titre de la rémunération fondée sur des actions. Au cours des neuf premiers mois de 2019, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 85 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison d'une tranche de 128 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2018. Cette diminution est attribuable à la mise en service graduelle de Fort Hills en 2018. L'élimination du profit intragroupe détenu dans les stocks découle de l'augmentation des marges sur le brut, partiellement contrebalancée par une baisse du volume des stocks intragroupe.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 1,049 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en comparaison de 565 M\$ pour les neuf premiers mois de 2018. Outre les facteurs susmentionnés liés à la trésorerie qui ont influé sur le résultat d'exploitation, la diminution des paiements au titre de la rémunération fondée sur des actions a eu une incidence favorable sur les fonds provenant de l'exploitation pour les neuf premiers mois de 2019.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de	
	2019	30 septembre 2018	neuf mois closes les	30 septembre 2018
Sables pétrolifères	1 000	770	2 440	2 883
Exploration et production	293	245	789	661
Raffinage et commercialisation	202	180	504	667
Siège social et éliminations	21	11	50	48
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 516	1 206	3 783	4 259
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(29)	(26)	(85)	(128)
	1 487	1 180	3 698	4 131

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2019			Période de neuf mois close le 30 septembre 2019		
	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ²⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ³⁾	Total	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ²⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ³⁾	Total
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	507	18	525	1 126	57	1 183
<i>Activités in situ</i>	15	110	125	82	446	528
<i>Fort Hills</i>	95	16	111	265	62	327
<i>Syncrude</i>	206	21	227	337	22	359
Exploration et production	—	278	278	3	748	751
Raffinage et commercialisation	134	66	200	366	133	499
Siège social et éliminations	9	12	21	22	29	51
	966	521	1 487	2 201	1 497	3 698

- 1) La Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait.
- 2) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.
- 3) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,487 G\$, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en hausse par rapport à celles de 1,180 G\$ engagées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à l'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques engagés dans la production *in situ*, ainsi qu'à la croissance des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance qui découle du plus grand nombre de travaux de maintenance planifiés menés dans le secteur Sables pétrolifères – Activités de base.

L'activité du troisième trimestre de 2019 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations et les frais de prospection ont totalisé 525 M\$ au troisième trimestre de 2019. La majeure partie de ce montant a été affectée aux activités de maintien et de maintenance d'immobilisations liées au programme de travaux de maintenance planifiés de la Société, notamment le début des travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 2, la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers et l'exécution d'autres travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations.

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés aux activités *in situ* ont totalisé 125 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques, notamment des dépenses liées aux travaux de construction de plateformes de puits et aux activités de forage qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River.

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 111 M\$ et représentent essentiellement des projets d'infrastructures de gestion des résidus miniers en vue de soutenir les activités.

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection liés à Syncrude ont totalisé 227 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance engagées pour améliorer la fiabilité des installations.

Exploration et production

Pour le troisième trimestre de 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 278 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hibernia, à Buzzard et à Terra Nova et des travaux de mise en valeur du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 200 M\$, se rapportent principalement au maintien continu et aux améliorations des raffineries et des activités de vente au détail.

Siège social et éliminations

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 21 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

	30 septembre 2019 – Selon les dispositions de la norme précédente relative aux contrats de location	Incidence d'IFRS 16	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre 2019 – Selon les dispositions d'IFRS 16	30 septembre 2018
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)				
Compte non tenu des projets majeurs en cours ²⁾	10,2	(0,3)	9,9	10,4
Compte tenu des projets majeurs en cours	9,9	(0,2)	9,7	9,7
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ³⁾ (en nombre de fois)	1,3	0,2	1,5	1,3
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)				
Base du résultat ⁴⁾	6,8	(0,2)	6,6	8,3
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{3),5)}	13,4	(0,5)	12,9	14,7
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	26,0	2,1	28,1	26,7

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) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, se serait établi à 8,0 % au troisième trimestre de 2019, compte non tenu du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant de la modification du taux d'imposition des sociétés en Alberta que la Société a comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

3) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

4) 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.

5) 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 de ses équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2019, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,4 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 d'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 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 se sont chiffrés à 2,089 G\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2019, en hausse comparativement au montant de 2,061 G\$ inscrit au 30 juin 2019, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ayant excédé la trésorerie affectée par la Société aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, aux fonds requis pour le versement des dividendes, au rachat d'une tranche de 756 M\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à une réduction nette de 572 M\$ de la dette à court terme.

Pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2019, la trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,089 G\$, en baisse comparativement au montant de 2,221 G\$ inscrit au 31 décembre 2018. Les sorties de trésorerie de la Société, qui se rapportent aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, aux fonds requis pour le versement des dividendes, au rachat d'une tranche de 1,822 G\$ de ses actions aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et à la réduction nette de 970 M\$ de la dette à court et à long terme, ont été légèrement supérieures aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

Au 30 septembre 2019, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 16 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 5,282 G\$ au 30 septembre 2019, en hausse par rapport à 3,608 G\$ au 31 décembre 2018, en raison principalement d'une baisse considérable de la dette à court terme dont il est fait mention ci-dessus.

Activités de financement

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

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 28,1 % (28,3 % au 31 décembre 2018) et reflétait l'incidence des obligations locatives

supplémentaires de 1,792 G\$ comptabilisées le 1^{er} janvier 2019 lors de l'adoption d'IFRS 16. La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2019	31 décembre 2018 ¹⁾
Dettes à court terme	1 643	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	191
Tranche courante des obligations locatives à long terme	297	38
Dettes à long terme	13 098	12 668
Obligations locatives à long terme	2 652	1 222
Dettes totales	17 690	17 350
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 089	2 221
Dettes nettes	15 601	15 129
Capitaux propres	45 184	44 005
Dettes totales majorées des capitaux propres	62 874	61 355
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	28,1	28,3

1) Compte non tenu de l'incidence d'IFRS 16, qui a été adoptée de façon prospective le 1^{er} janvier 2019 conformément aux dispositions de la norme.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2019	Période de neuf mois close le 30 septembre 2019
Dettes totales à l'ouverture de la période	18 182	17 350
Augmentation de la dette à long terme	—	557
Diminution de la dette à court terme	(572)	(1 527)
Augmentation des obligations locatives au 1 ^{er} janvier 2019 découlant de l'adoption d'IFRS 16	—	1 792
Augmentation de l'obligation locative	31	123
Paiements de loyers	(88)	(230)
Incidence du change sur la dette et autres	137	(375)
Dettes totales au 30 septembre 2019	17 690	17 690
Moins la trésorerie et ses équivalents au 30 septembre 2019	2 089	2 089
Dettes nettes au 30 septembre 2019	15 601	15 601

La dette totale de la Société a diminué au troisième trimestre de 2019, ce qui s'explique par l'importante réduction de la dette à court terme et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du troisième trimestre de 2019. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 juin 2019 et par les contrats de location conclus au cours de la période.

La dette totale de la Société a augmenté pour l'exercice 2019 à ce jour, ce qui s'explique principalement par l'incidence de l'adoption d'IFRS 16, à la suite de laquelle l'obligation locative inscrite à l'état de la situation financière de la Société a augmenté de 1,792 G\$, par l'augmentation nette de la dette à long terme et par les contrats de location conclus au cours des neuf premiers mois de 2019, partiellement contrebalancés par le remboursement de 1,527 G\$ sur la dette à court terme, par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2018 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours des neuf premiers mois de 2019.

Actions ordinaires**Actions en circulation**

(en milliers)	30 septembre 2019
Actions ordinaires	1 542 063
Options sur actions ordinaires – exerçables	22 463
Options sur actions ordinaires – non exerçables	12 376

Au 28 octobre 2019, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 537 072 943 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 34 789 633. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités de la Société qui a été lancée au deuxième trimestre de 2019, Suncor est autorisée à racheter jusqu'à 50 252 231 actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020. Jusqu'à présent, 29 266 840 actions ordinaires ont été rachetées aux termes de l'offre publique de rachat de la Société, soit 1,9 % du total des actions ordinaires en circulation.

Au cours du troisième trimestre de 2019, la Société a racheté et annulé 19 206 250 actions ordinaires, soit 1,2 % du total des actions ordinaires en circulation, au prix moyen de 39,38 \$ l'action, pour une contrepartie totale de 756 M\$, tandis qu'au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, elle avait racheté et annulé 16 841 078 actions ordinaires au prix moyen de 52,77 \$ l'action ordinaire, pour une contrepartie totalisant 889 M\$.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2019	2018	2019	2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	19 206	16 841	44 158	37 700
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	39,38	52,77	41,26	50,05
Coût du rachat d'actions	756	889	1 822	1 887

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements hors bilan

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment des obligations contractuelles et des 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 2018 et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours des neuf premiers mois de 2019. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement hors bilan 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.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, notamment l'élargissement des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par les autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme les réductions obligatoires de la production mises en œuvre par le gouvernement de l'Alberta au cours des neuf premiers mois de 2019.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	670,0	692,2	657,2	740,8	651,7	547,6	571,7	621,2
Exploration et production	92,3	111,7	107,1	90,2	92,1	114,1	117,7	115,2
	762,3	803,9	764,3	831,0	743,8	661,7	689,4	736,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	9 803	10 071	8 983	8 561	10 847	10 327	8 807	9 000
Autres produits (pertes)	93	27	414	384	16	101	(57)	41
	9 896	10 098	9 397	8 945	10 863	10 428	8 750	9 041
Résultat net	1 035	2 729	1 470	(280)	1 812	972	789	1 382
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,12	0,60	0,48	0,84
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,11	0,59	0,48	0,84
Résultat d'exploitation¹⁾	1 114	1 253	1 209	580	1 557	1 190	985	1 310
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,72	0,80	0,77	0,36	0,96	0,73	0,60	0,79
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 675	3 005	2 585	2 007	3 139	2 862	2 164	3 016
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,72	1,92	1,64	1,26	1,94	1,75	1,32	1,83
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 136	3 433	1 548	3 040	4 370	2 446	724	2 755
par action ordinaire – de base (en dollars)	2,02	2,19	0,98	1,90	2,70	1,50	0,44	1,67
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	9,7	10,4	8,2	8,0	9,7	8,3	6,5	6,7
RCI¹⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	9,9	10,6	8,3	8,2	10,4	9,5	7,8	8,6
(Perte) profit de change latent après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(127)	221	261	(637)	195	(218)	(329)	(91)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36	0,32
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	41,79	40,85	43,31	38,13	49,98	53,50	44,49	46,15
Bourse de New York (\$ US)	31,58	31,16	32,43	27,97	38,69	40,68	34,54	36,72

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

(moyenne pour les trimestres clos)		30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018	31 déc. 2017
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	56,45	59,85	54,90	58,85	69,50	67,90	62,90	55,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	61,90	68,85	63,20	67,80	75,25	74,40	66,80	61,40
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	5,20	6,90	5,00	4,35	10,20	12,40	7,70	9,60
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,35	73,40	66,45	42,70	82,10	80,95	72,45	69,30
WCS à Hardisty	\$ US/b	44,20	49,20	42,50	19,50	47,35	48,65	38,60	43,10
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(12,25)	(10,65)	(12,40)	(39,35)	(22,15)	(19,25)	(24,30)	(12,30)
Écart – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	0,40	0,15	(2,30)	(21,60)	(0,90)	(0,65)	(1,45)	3,25
Condensat à Edmonton	\$ US/b	52,00	55,90	50,55	45,30	66,80	68,50	63,15	57,95
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	0,95	1,05	2,55	1,60	1,20	1,20	1,75	1,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,85	56,35	70,75	55,55	54,45	56,00	34,95	22,35
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,45	22,20	18,25	19,15	20,25	21,10	16,70	20,50
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,05	21,45	15,35	16,35	20,00	19,05	14,25	21,40
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	23,90	26,85	19,35	22,25	22,05	28,65	21,00	23,55
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,00	21,70	17,85	17,65	19,35	20,45	16,30	19,10
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,75	0,75	0,76	0,77	0,77	0,79	0,79
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,76	0,75	0,73	0,77	0,76	0,78	0,80

- 1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Suncor utilisait auparavant la marge de craquage 3-2-1 parce que cette valeur de référence était plus répandue et mieux connue de la Société. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de l'assortiment de produits raffinés de Suncor. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

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

Estimations comptables critiques

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

Instruments financiers

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

Environnement de contrôle

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

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

Prévisions de la Société

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

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

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

Résultat d'exploitation

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

Analyses comparatives du résultat d'exploitation

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

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

Rendement du capital investi (RCI)

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

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

Périodes de 12 mois closes les 30 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2019	2018
Ajustements du résultat net		
Résultat net	4 954	4 955
Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	282	443
Charge d'intérêts nette	625	445
	A	5 861
		5 843
Capital investi – début de la période de 12 mois		
Dette nette	14 345	13 090
Capitaux propres	45 800	45 378
	60 145	58 468
Capital investi – fin de la période de 12 mois		
Dette nette	15 601	14 345
Capitaux propres	45 184	45 800
	60 785	60 145
Capital moyen investi	B	60 729
		60 146
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	9,7
		9,7
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	1 774
		4 150
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%)	A/(B-C)	9,9
		10,4

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾

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 subir l'incidence, entre autres facteurs, du 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, du calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes et des variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

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

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières 2019	2018	Exploration et production 2019	2018	Raffinage et commercialisation 2019	2018	Siège social et éliminations 2019	2018	Total 2019	2018
Résultat net	505	822	219	222	668	932	(357)	(164)	1 035	1 812
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 036	1 077	220	240	209	172	19	15	1 484	1 504
Impôt sur le résultat différé	62	121	19	(30)	19	42	(19)	27	81	160
Charge de désactualisation	54	52	11	12	1	1	—	2	66	67
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	133	(216)	133	(216)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(3)	10	(4)	(16)	(21)	13	—	—	(28)	7
Profit à la cession d'actifs	(3)	(106)	(77)	—	(1)	(1)	—	—	(81)	(107)
Rémunération fondée sur des actions	19	6	2	2	11	7	34	23	66	38
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(105)	(99)	(11)	1	(7)	(7)	—	(1)	(123)	(106)
Autres	41	1	—	12	6	(37)	(5)	4	42	(20)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 606	1 884	379	443	885	1 122	(195)	(310)	2 675	3 139
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie									461	1 231
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									3 136	4 370

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Résultat net	2 255	1 322	1 167	922	2 442	2 392	(630)	(1 063)	5 234	3 573
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	3 088	3 005	702	768	612	500	57	46	4 459	4 319
Impôt sur le résultat différé	(675)	262	(103)	(115)	(42)	91	(96)	42	(916)	280
Charge de désactualisation	167	156	33	36	5	5	—	2	205	199
(Profit) perte de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(378)	402	(378)	402
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	41	25	3	(52)	76	(5)	—	1	120	(31)
Profit à la cession d'actifs	(13)	(107)	(228)	(162)	(3)	(5)	—	—	(244)	(274)
Rémunération fondée sur des actions	(6)	(6)	(2)	(2)	(8)	(9)	(3)	(12)	(19)	(29)
Prospection	—	—	39	—	—	—	—	—	39	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(285)	(337)	(16)	(15)	(12)	(12)	—	(1)	(313)	(365)
Autres	84	37	(7)	68	—	(32)	1	18	78	91
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	4 656	4 357	1 588	1 448	3 070	2 925	(1 049)	(565)	8 265	8 165
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(148)	(625)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									8 117	7 540

1) Les chiffres présentés pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Flux de trésorerie disponibles et flux de trésorerie disponibles discrétionnaires

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant des fonds provenant de l'exploitation, les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif. Les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant des fonds provenant de l'exploitation, les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, y compris les intérêts incorporés à l'actif connexes, et les dividendes. Les flux de trésorerie disponibles et 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 ces mesures pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer ses investissements de croissance.

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Fonds provenant de l'exploitation	2 675	3 139	8 265	8 165
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(1 632)	(1 350)	(4 215)	(4 497)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	1 043	1 789	4 050	3 668

1) La Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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

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

Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR 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 (qui sont toutes 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, de même que pour éliminer l'incidence des profits et des pertes liés à la gestion des risques. Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2019	30 septembre 2018	2019	30 septembre 2018
Rapprochement de la marge de raffinage				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 653	1 987	5 440	5 411
Autres produits (pertes)	13	10	42	(22)
Marge non liée au raffinage	(353)	(431)	(1 266)	(1 466)
Marge de raffinage	1 313	1 566	4 216	3 923
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 239	45 465	129 283	122 993
Marge de raffinage (\$/b)	28,35	34,45	32,60	31,90
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	531	519	1 597	1 505
Coûts non liés au raffinage	(305)	(292)	(894)	(854)
Charges d'exploitation de raffinage	226	227	703	651
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	46 239	45 465	129 283	122 993
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	4,90	5,00	5,45	5,30

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	gigajoules
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	mégawattheure

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T3	Trimestre clos le 30 septembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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