



## RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE TROISIÈME TRIMESTRE DE 2020

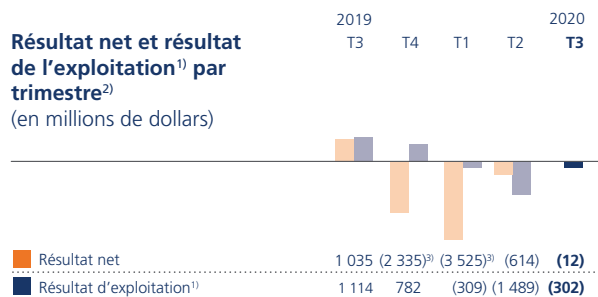
Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour les volumes de production liés aux activités de la Société en Libye, qui sont présentés selon un prix raisonnable. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor Energy Inc. (« Suncor » ou la « Société ») daté du 28 octobre 2020. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« Nous demeurons résolument engagés à assurer la sécurité et la fiabilité de nos activités, alors que nous continuons de prendre la mesure de l'incidence de la pandémie de COVID-19, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. Bien que la pandémie continue d'avoir des répercussions négatives sur notre secteur, nous demeurons concentrés sur les éléments qui sont sous notre contrôle, y compris la sécurité de notre personnel et des collectivités ainsi que les changements structurels qui réduisent nos coûts, préservent la résilience financière de la Société et jettent les bases de la création de valeur à long terme. »

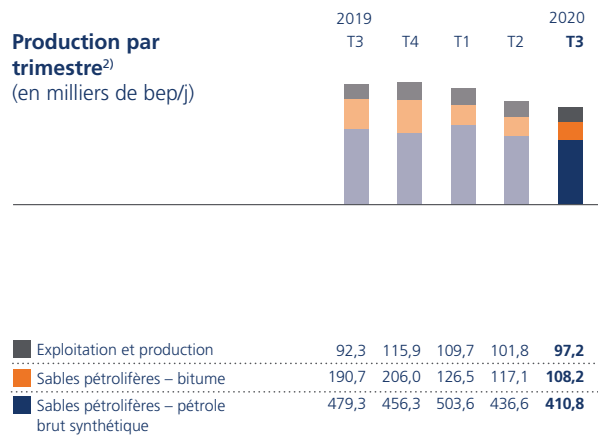
- Les fonds provenant de l'exploitation<sup>1)</sup> se sont élevés à 1,166 G\$ (0,76 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, contre 488 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2020. Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, se sont chiffrés à 1,245 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, contre 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a inscrit une perte d'exploitation<sup>1)</sup> de 302 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,489 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2020 et d'un bénéfice d'exploitation de 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a inscrit une perte nette de 12 M\$ (0,01 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, en regard d'un bénéfice net de 1,035 G\$ (0,67 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a continué de réduire ses charges d'exploitation et ses dépenses en immobilisations au troisième trimestre de 2020 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et reste en bonne voie d'atteindre son objectif de réduction des charges d'exploitation de 1 G\$ et de diminution des dépenses en immobilisations de 1,9 G\$ annoncé précédemment.
- Au troisième trimestre de 2020, la Société a entrepris d'importants travaux de maintenance visant ses actifs en amont et en aval, ce qui a pesé sur les volumes de production et le taux d'utilisation des raffineries. La production en amont a totalisé 616 200 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le troisième trimestre de 2020, en baisse comparativement à 762 300 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour sa part, le taux moyen d'utilisation des raffineries s'est établi à 87 % pour le troisième trimestre de 2020, contre 100 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La quasi-totalité des travaux de maintenance ont été achevés pendant ou après le troisième trimestre de 2020, dont les travaux de réparation entrepris à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ce qui permet à tous les actifs de retrouver leur cadence d'exploitation normale d'ici le début de novembre 2020.
- La capacité de la Société à réagir rapidement à l'évolution de la conjoncture lui a permis de boucler le trimestre considéré avec un taux d'utilisation des raffineries d'environ 97 %.
- Au cours du troisième trimestre de 2020, Suncor a entrepris le redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills. En octobre 2020, le processus de redémarrage est achevé et Fort Hills est en voie d'atteindre sa fourchette de production brute mise à jour de 120 000 à 130 000 b/j au cours du quatrième trimestre de 2020.
- Après la clôture du troisième trimestre, les travaux de maintenance devancés à Firebag étaient quasi-achevés, ce qui permet à la Société d'intégrer et de tirer pleinement profit de ses nouveaux actifs de production de vapeur et de traitement de l'eau. Firebag effectue actuellement la remise en service de l'installation et accroît sa cadence pour atteindre la capacité de production nominale de 215 000 b/j.
- Les travaux de construction des pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude sont quasi-achevés et les pipelines seront mis en service au cours du quatrième trimestre de 2020. Les pipelines bidirectionnels devraient améliorer l'intégration de ces actifs et permettre une plus grande flexibilité opérationnelle.

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

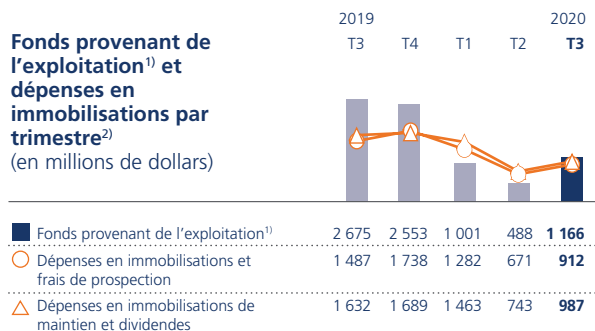
### Résultat net et résultat de l'exploitation<sup>1)</sup> par trimestre<sup>2)</sup> (en millions de dollars)



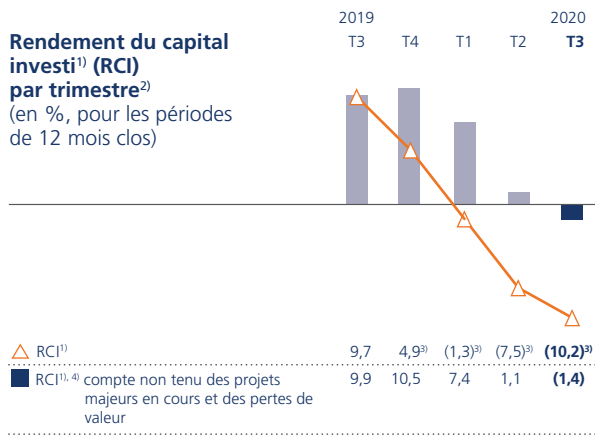
### Production par trimestre<sup>2)</sup> (en milliers de bep/j)



### Fonds provenant de l'exploitation<sup>1)</sup> et dépenses en immobilisations par trimestre<sup>2)</sup> (en millions de dollars)



### Rendement du capital investi<sup>1)</sup> (RCI) par trimestre<sup>2)</sup> (en %, pour les périodes de 12 mois clos)



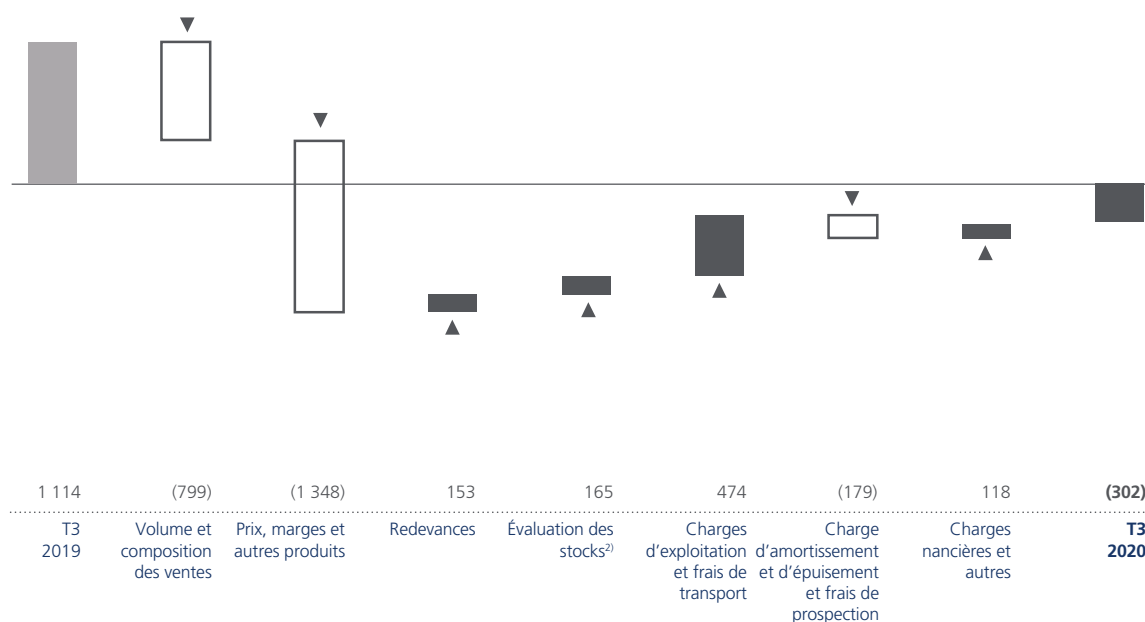
- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 7 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Comprend l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement d'Alberta pour toutes les périodes considérées et l'incidence de la chute des prix des marchandises par suite de la pandémie de COVID-19 en 2020.
- 3) Comprend les pertes de valeurs d'actifs de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019 et les pertes de valeur d'actifs de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020.
- 4) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours et des pertes de valeur, aurait été de 8,0 % au troisième trimestre de 2019, de 8,6 % au quatrième trimestre de 2019 et de 5,4 % au premier trimestre de 2020 compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

## Résultats financiers

### Résultat d'exploitation

Suncor a inscrit une perte d'exploitation de 302 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2020, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la chute de plus de 25 % des cours de référence pour le pétrole brut et des marges de craquage de référence qui a découlé principalement des répercussions de la pandémie de COVID-19. La production en amont a décliné en raison d'un incident opérationnel survenu à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et du fait que Fort Hills a continué à fonctionner avec un seul train d'extraction primaire. Le débit de traitement du brut par les raffineries a ralenti comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de travaux de maintenance planifiés et de la baisse de la demande de carburants de transport découlant de la pandémie de COVID-19. La perte d'exploitation enregistrée au troisième trimestre de 2020 a été atténuée par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liée à une baisse de la production et par la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts de la Société.

## Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation<sup>1)</sup> (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.
- 2) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») et aux activités de gestion du risque marchandises à court terme présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation (R&C), et les modifications au profit intersectoriel éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

### Résultat net

Suncor a inscrit une perte nette de 12 M\$ (0,01 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 1,035 G\$ (0,67 \$ 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-dessus, la perte nette du troisième trimestre de 2020 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 290 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latent après impôt de 127 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et un profit après impôt de 48 M\$ dans le secteur Exploration et production (« E&P ») au titre de la vente de certains actifs non essentiels.

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

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,166 G\$ (0,76 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020 en raison des mêmes facteurs que ceux susmentionnés qui ont influé sur le résultat net, contre 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, se sont chiffrés à 1,245 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, comparativement à 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs susmentionnés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie moins élevée liée au solde du fonds de roulement de la Société au cours du troisième trimestre de 2020 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'entrée de trésorerie s'explique principalement par une augmentation des charges à payer au deuxième trimestre de 2020, atténuée par une hausse du montant d'impôt sur le résultat à recevoir en raison des pertes fiscales subies, lequel devrait être reçu en 2021.

## Résultats d'exploitation

La production en aval totale de Suncor s'est établie à 616 200 bep/j au cours du troisième trimestre de 2020, par rapport à 762 300 bep/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production de pétrole brut synthétique a diminué pour s'établir à 410 800 b/j au troisième trimestre de 2020 à raison d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 75 %, contre 479 300 b/j au troisième trimestre de 2019 à raison d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 87 %, les deux périodes ayant subi l'incidence de travaux de maintenance planifiés à Syncrude et dans le secteur Sables pétrolifères. Le troisième trimestre de 2020 a également été marqué par un incident opérationnel survenu aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. La production de bitume extrait a remonté à 165 000 b/j environ deux semaines après l'incident, la production ayant fait l'objet de restrictions visant à gérer la qualité du bitume provenant des installations de valorisation. Après la clôture du troisième trimestre de 2020, les travaux étaient quasi-achevés et la production devrait reprendre à plein régime d'ici le début de novembre. Pour atténuer les répercussions de cette situation, la Société a détourné la production de bitume de Firebag vers les installations de valorisation afin de maximiser les volumes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. En conséquence, la production du secteur Sables pétrolifères a également souffert de la perte de rendement associée à la conversion du bitume in situ en pétrole brut synthétique.

La production de bitume non valorisé a fléchi pour s'établir à 108 200 b/j au troisième trimestre de 2020, contre 190 700 b/j au troisième trimestre de 2019, en raison de la réaffectation du bitume provenant de Firebag aux installations de valorisation en vue de maximiser la valeur plutôt que le volume et du fait que Fort Hills a continué de fonctionner avec un seul train d'extraction primaire tout au long du troisième trimestre de 2020. À la fin du troisième trimestre de 2020, la Société a devancé les travaux de maintenance initialement prévus à Firebag pour 2022. Elle souhaite ainsi accroître la capacité de l'installation grâce à l'aménagement de nouvelles infrastructures de traitement des émulsions et de production de vapeur, tout en remédiant aux contraintes qui se sont développées au cours du trimestre. Ces travaux étaient quasi-achevés après la clôture du troisième trimestre de 2020.

Suncor a entrepris le redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills au troisième trimestre de 2020. Après la clôture du trimestre, Fort Hills est en voie d'atteindre sa fourchette de production brute mise à jour de 120 000 b/j à 130 000 b/j de pétrole brut au cours du quatrième trimestre de 2020 grâce au redémarrage du deuxième train d'extraction primaire. Il pourrait en découler une amélioration de la rentabilité grâce à l'optimisation du parc de véhicules miniers, dont la mise en œuvre complète d'un parc de camions autonomes d'ici la fin de 2020. À ce taux de production initial, Suncor prévoit de récupérer environ 90 % des réductions de coûts estimées.

« Nous sommes déçus de nos récents résultats d'exploitation et c'est pourquoi nous insistons davantage sur l'engagement de la Société envers la fiabilité, a déclaré Mark Little. Nous visons toujours l'excellence opérationnelle et la prise de décisions à long terme éclairées pour soutenir nos dépenses en immobilisations de maintien et nos initiatives stratégiques dans le but d'améliorer la fiabilité, d'accroître les marges et de réduire les charges d'exploitation liées à l'ensemble de nos actifs ».

La production du secteur E&P est passée de 92 300 bep/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent à 97 200 bep/j au cours du troisième trimestre de 2020. Cette augmentation s'explique par l'amélioration de la fiabilité à Hibernia et la hausse de la production provenant de Hebron, où six nouveaux puits productifs sont entrés en service depuis le troisième trimestre de 2019, facteurs contrebalancés par la mise hors service qui se poursuit à Terra Nova et la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 399 700 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 87 % au troisième trimestre de 2020, contre un débit de traitement du brut de 463 700 b/j et un taux d'utilisation de 100 % au troisième trimestre de 2019, la diminution étant attribuable à l'achèvement de travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines à la raffinerie d'Edmonton et à la baisse de la demande pour les produits raffinés au cours du troisième trimestre de 2020. Les ventes de produits raffinés ont reculé au troisième trimestre de 2020, passant de 572 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 534 000 b/j du fait de la pandémie de COVID-19.

Le total des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux de la Société a diminué pour s'établir à 2,275 G\$ au troisième trimestre de 2020, contre 2,793 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution tient principalement à une réduction globale du volume des ventes des activités en amont et en aval, aux mesures continues de réduction des coûts mises en place en 2020 et à un recouvrement de rémunération fondée sur des actions au cours du troisième trimestre de 2020, comparativement à une charge de rémunération fondée sur des actions au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation, les frais de vente et les frais généraux pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 ont reculé d'environ 1 G\$ par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent.

« Suncor poursuit ses efforts de réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations pour l'ensemble de ses activités, a affirmé M. Little. Tout en nous appuyant sur notre engagement envers la fiabilité, les travaux à notre usine de base du secteur Sables pétrolifères, à Firebag et à Fort Hills sont quasi-achevés et les installations devraient retrouver leur cadence d'exploitation normale d'ici le début de novembre. La remise en service de l'ensemble de nos raffineries après l'achèvement de travaux de maintenance planifiés a également contribué à cette intensification, ce qui permet à la Société de se positionner favorablement pour réaliser une excellente performance à la sortie de l'exercice 2020 ».

### Mise à jour concernant la stratégie

En réponse à la pandémie de COVID-19 et aux déséquilibres de l'offre mondiale, la Société a pris des mesures fermes pour ajuster la production selon la demande, diminuer les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations et préserver sa solidité financière tout en jetant les bases pour créer de la valeur à long terme, ce qui contribuera à l'augmentation du rendement pour les actionnaires. Cette approche s'appuie sur l'engagement de Suncor à l'égard de l'excellence opérationnelle, y compris son engagement indéfectible à exercer ses activités d'une manière sécuritaire, fiable, rentable et responsable sur le plan environnemental.

Suncor a réalisé des progrès en vue de la réduction de ses charges d'exploitation dans l'ensemble de la Société et reste en bonne voie d'atteindre son objectif de les diminuer de 1 G\$ d'ici la fin de 2020 annoncé précédemment. En 2020, la Société a réalisé des économies par la réduction des activités de base, les améliorations à notre chaîne d'approvisionnement et la réduction des coûts obtenue à la suite de la transition vers un seul train d'extraction primaire à Fort Hills. En plus des progrès réalisés par Suncor en matière de réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations, la Société a pris la décision de hâter la réduction de son effectif au cours des 18 prochains mois d'environ 10 % à 15 %, ce qui était prévu dans le cadre de la transformation de la Société et de l'objectif de croissance des flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup> de 2 G\$.

La Société maintient également le cap afin d'atteindre son objectif de réduction des dépenses en immobilisations établi à 1,9 G\$ d'ici la clôture de l'exercice 2020 en concentrant ses efforts sur des projets visant à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation, tout en poursuivant des projets spécifiques liés à nos activités de base qui devraient assurer des rendements à court terme et donner lieu à des diminutions structurelles des coûts d'exploitation. Suncor maintient une gestion rigoureuse du capital en évaluant attentivement les projets à venir et en demeurant disciplinée en matière de répartition du capital dans un contexte exigeant. Pour ce faire, Suncor a réduit les dépenses à l'égard de divers actifs du secteur E&P, y compris le projet Terra Nova, le projet Fenja et le projet d'extension ouest de White Rose. L'exploitant du projet d'extension ouest de White Rose a annoncé l'annulation des travaux de construction pour 2021 et a placé le projet en suspens. La Société exerce une gestion rigoureuse de ses dépenses en immobilisations en entreprenant des activités destinées à maintenir prudemment à quai son unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et en reportant le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif jusqu'à ce qu'elle trouve une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif est soumis à l'évaluation de toutes les parties prenantes afin de déterminer la meilleure façon de récupérer les ressources résiduelles du gisement Terra Nova.

La Société a poursuivi le déploiement du système de transport autonome à Fort Hills au troisième trimestre de 2020, ce qui devrait se traduire par une amélioration de la performance en matière de sécurité, d'environnement et d'exploitation en plus de diminuer les charges d'exploitation. La Société prévoit que le parc de camions à Fort Hills sera entièrement en service d'ici le quatrième trimestre de 2020. Vers la fin du troisième trimestre de 2020, la production in situ à Firebag a été réduite à 110 000 b/j afin de permettre à Suncor d'accroître la capacité des installations grâce à l'intégration de la nouvelle infrastructure de traitement des émulsions et d'injection de vapeur. Suivant l'achèvement de ces travaux, la capacité nominale à Firebag augmentera de 12 000 b/j pour s'élever à 215 000 b/j. La construction du projet d'interconnexion des pipelines qui relie l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor à Syncrude est quasi-achevée et la mise en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2020. Les pipelines bidirectionnels devraient améliorer l'intégration de ces actifs et permettre une plus grande flexibilité opérationnelle.

Ces initiatives devraient permettre une croissance structurelle et durable des flux de trésorerie disponibles, au moyen de l'amélioration des marges, de la réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations de maintien et de l'accroissement de la production provenant des actifs existants, ce qui contribuera à l'atteinte de l'objectif de Suncor de dégager des flux de trésorerie disponibles de 2 G\$. Les investissements technologiques réalisés dans les activités de commercialisation et de négociation ainsi que l'avancement des initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement devraient également contribuer à l'atteinte de cet objectif et libérer de la valeur en grande partie indépendante des prix des

1) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

marchandises. Ces projets seront mis en évidence grâce à l'adoption de la technologie numérique alors que la Société poursuit ses efforts visant à accélérer sa transformation numérique afin d'améliorer la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale de ses activités. La Société prévoit que cette transformation renforcera l'efficacité opérationnelle, ce qui lui permettra de réaliser davantage d'économies de coûts structurels.

« Au moyen de notre modèle intégré et grâce à l'avancement des projets axés sur la valeur, y compris le système de transport autonome par camion à Fort Hills et les pipelines d'interconnexion à Syncrude, nous croyons que Suncor est bien positionnée pour accroître ses flux de trésorerie disponibles de manière durable en 2021, a déclaré M. Little. Nous croyons que les étapes franchies cette année contribueront à créer de la valeur à long terme pour nos actionnaires. »

En 2020, les efforts ont porté sur le maintien de la solidité financière et la résilience du bilan en cette période d'instabilité. Toutefois, la Société demeure engagée à redistribuer de la valeur à ses actionnaires. En ce sens, la Société a versé 321 M\$ en dividendes au troisième trimestre de 2020. La Société continue de réaliser son plan visant à accroître durablement ses flux de trésorerie disponibles annuels et elle entend poursuivre sa stratégie de répartition du capital au moyen de remboursements futurs de la dette, de l'augmentation des distributions aux actionnaires et d'investissements réfléchis dans des projets rentables.

### Rapprochement du résultat d'exploitation <sup>1)</sup>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2020	30 septembre 2019	2020	30 septembre 2019
Résultat net	(12)	1 035	(4 151)	5 234
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(290)	127	253	(355)
Pertes de valeur d'actifs <sup>2)</sup>	—	—	1 798	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé <sup>3)</sup>	—	—	—	(1 116)
Profit sur cession importante <sup>4)</sup>	—	(48)	—	(187)
Résultat d'exploitation <sup>1)</sup>	(302)	1 114	(2 100)	3 576

- 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 rapport de gestion.
- 2) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 422 M\$ liées à sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut consécutive à une baisse de la demande mondiale attribuable à la pandémie de COVID-19 et des modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production. Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements à ce sujet.
- 3) 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 de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 4) 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. Au deuxième trimestre de 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc., 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.

### **Perspectives de la Société**

Suncor a révisé les perspectives de la Société à l'égard des hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet qui avaient été mises à jour le 7 septembre 2020 comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 43,00 \$ US/b à 41,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 40,00 \$ US/b à 38,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty est passé de 26,00 \$ US/b à 25,00 \$ US/b, le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 2,25 \$/GJ à 2,00 \$/GJ, à la suite de reculs dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. En raison de ces mises à jour, les hypothèses liées au recouvrement d'impôt pour l'exercice complet ont été modifiées, passant d'une fourchette de 500 M\$ à 800 M\$ à une fourchette de 650 M\$ à 950 M\$.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2020, visitez le [www.suncor.com/fr-ca/centre-des-investisseurs/perspectives-de-la-societe](http://www.suncor.com/fr-ca/centre-des-investisseurs/perspectives-de-la-societe).

### **Conversion des mesures**

Dans le présent rapport aux actionnaires, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep en supposant que six kpi<sup>3</sup> équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

# RAPPORT DE GESTION

Le 28 octobre 2020

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 2019, daté du 26 février 2020 (le « rapport de gestion annuel de 2019 »).

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 2020, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 et à son rapport de gestion annuel de 2019.

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 26 février 2020 (la « notice annuelle de 2019 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au [www.sedar.com](http://www.sedar.com), au [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, au [www.suncor.com](http://www.suncor.com). Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Suncor Énergie Inc. possède de nombreuses filiales, coentreprises et partenariats directs et indirects (sociétés affiliées), qui détiennent et exploitent des actifs et qui exercent des activités dans différents territoires. Les termes « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou la « Société » sont employés dans le présent document dans le seul but d'alléger le texte et indiquent uniquement l'existence d'une affiliation entre ces entités et Suncor Énergie Inc., sans nécessairement préciser la nature de cette affiliation. L'emploi de ces termes dans un énoncé des présentes ne signifie pas que cet énoncé s'applique à Suncor Énergie Inc. ou à une société affiliée en particulier, pas plus qu'il n'annule le caractère distinct de chacune de ces sociétés affiliées.

## Table des matières

1. Mises en garde	9
2. Faits saillants du troisième trimestre	11
3. Information financière consolidée	13
4. Résultats sectoriels et analyse	19
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	34
6. Situation financière et situation de trésorerie	36
7. Données financières trimestrielles	40
8. Autres éléments	42
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	44
10. Abréviations courantes	50
11. Énoncés prospectifs	51



## 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.

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 les volumes de production des activités de la Société en Libye, qui est présentée selon un prix raisonnable.

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, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ainsi que les montants par action ou par baril 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 d'évaluation des stocks 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 (déficitaires), les marges de raffinage et de commercialisation 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 activités, les réserves, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits ci-après et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est soumise à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion, dans le rapport de gestion annuel 2019 et dans les autres documents d'information de Suncor déposés auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la SEC, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. 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 ».

### Répercussions continues de la pandémie de COVID-19

Les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor pourraient souffrir considérablement des épidémies, pandémies et autres crises de santé publique, dont la pandémie de COVID-19 et l'incertitude qui perdure quant à l'ampleur et à la durée de la pandémie, qui pourraient éclater dans les régions géographiques où la Société exerce des activités ou a des fournisseurs, clients ou employés. La pandémie actuelle de COVID-19 et les mesures qui ont été et qui pourraient être adoptées par les autorités gouvernementales pour y faire face se sont notamment traduites et pourraient ultérieurement se traduire par : une volatilité accrue sur les marchés des capitaux et du change; une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales; des pénuries de main-d'œuvre; un ralentissement des échanges commerciaux; des restrictions provisoires des activités et des rassemblements supérieurs à un certain nombre de personnes, des mesures de confinement et

de quarantaine, des fermetures d'entreprises et des interdictions de voyager; une contraction générale de l'économie mondiale; une instabilité politique et économique; et des troubles civils. Plus concrètement, la pandémie de COVID-19 s'est traduite et pourrait ultérieurement se traduire par une réduction de la demande et des prix des marchandises qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité, tout en augmentant le risque que nous atteignons nos limites de stockage de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés dans certaines des régions où nous sommes présents. La récente résurgence de la COVID-19 dans certaines régions et la possibilité qu'elle réapparaisse dans d'autres régions ont conduit les autorités locales à réinstaurer certaines des restrictions mentionnées ci-dessus. Cette situation accentue davantage le risque et l'incertitude entourant la durée et la gravité de la pandémie de COVID-19 et les répercussions qui en découlent sur la demande et les prix des marchandises. Une baisse prolongée de la demande et des prix de ces marchandises, ainsi que toute contrainte de stockage qui en découlerait, pourrait également nous obliger à ralentir ou à interrompre volontairement la production et à réduire le volume de produits raffinés et le taux d'utilisation des raffineries, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Suncor est également assujettie à des risques liés à la santé et à la sécurité de son personnel, ainsi qu'à la possibilité que ses activités soient provisoirement interrompues ou ralenties dans les régions touchées par une flambée épidémique, que les coûts de main-d'œuvre et de carburant augmentent, et que la réglementation fasse l'objet de modifications. Une telle interruption des activités pourrait également être exigée par les autorités gouvernementales en riposte à la pandémie de COVID-19. Cette décision pourrait avoir une incidence défavorable sur la production et les volumes de produits raffinés de Suncor ainsi que sur le taux d'utilisation des raffineries pendant une période prolongée, ce qui pourrait nuire à nos activités, à notre situation financière et à nos résultats d'exploitation.

#### **Faiblesse et volatilité persistantes des cours des marchandises et des produits pétroliers**

La conjoncture et les faits récents sur le marché, tels que l'offre excédentaire de pétrole lourd et de produits pétroliers sur les marchés mondiaux due à la baisse de la demande causée par la pandémie de COVID-19 ont fortement plombé le cours des marchandises et des produits pétroliers et les ont exposés à une instabilité marquée. Les cours des marchandises pourraient continuer à subir des pressions pendant un certain temps, ce qui pourrait se traduire par une faiblesse et une volatilité persistantes. Il pourrait en découler une baisse ou une interruption de l'exploitation de certaines de nos installations, des cas de force majeure ou de faillite chez les acheteurs de nos produits, un manque de capacité de stockage et des perturbations des réseaux pipeliniers et des autres moyens utilisés pour acheminer nos produits, ce qui pourrait également nuire aux volumes de production ou de produits raffinés de Suncor et avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

#### **Conversions des mesures**

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en  $kpi^3e$  de gaz naturel, en supposant que six  $kpi^3$  équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure  $kpi^3e$ , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six  $kpi^3$  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 ».





































































## Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	40,95	27,85	46,10	56,95	56,45	59,85	54,90	58,85
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	43,00	29,20	50,15	63,30	61,90	68,85	63,20	67,80
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	3,50	2,70	15,95	9,30	5,20	6,75	4,45	4,35
MSW à Edmonton	\$ CA/b	51,30	30,20	52,00	68,10	68,35	73,90	66,45	42,70
WCS à Hardisty	\$ US/b	31,90	16,35	25,60	41,10	44,20	49,20	42,50	19,50
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(9,05)	(11,50)	(20,50)	(15,85)	(12,25)	(10,65)	(12,40)	(39,35)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	(2,45)	(4,55)	(2,70)	(0,70)	0,40	0,15	(2,30)	(21,60)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	37,55	22,20	46,20	53,00	52,00	55,85	50,50	45,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	2,25	2,00	2,05	2,50	0,95	1,05	2,60	1,60
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	43,85	29,90	67,05	46,95	46,85	56,55	69,45	55,55
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	10,20	12,20	14,75	18,45	19,70	22,40	19,10	18,75
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	7,75	6,75	9,75	14,35	17,05	21,50	15,40	16,25
Portland, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	12,55	12,20	18,30	25,45	23,90	29,10	19,35	24,25
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	8,55	9,00	13,00	17,00	20,00	21,70	17,90	17,45
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,72	0,74	0,76	0,76	0,75	0,75	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,73	0,71	0,77	0,76	0,76	0,75	0,73

- 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. 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 2019 de Suncor ainsi qu'à la note 2 de ses états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020.

### 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 2019 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2019.

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la santé a déclaré que la flambée de COVID-19 constituait une urgence de santé publique de portée internationale et, le 10 mars 2020, elle a déclaré que l'épidémie avait atteint le stade de pandémie. Des mesures ont été prises à l'échelle planétaire pour freiner la propagation de la COVID-19, dont des restrictions de voyage, des quarantaines dans certaines régions et la fermeture obligatoire de certains lieux publics et types d'entreprises. Ces mesures bouleversent et continueront de bouleverser les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la réduction de la demande de marchandises entraîne une volatilité des prix et des taux de change ainsi qu'une diminution des taux d'intérêt à long terme. Nos activités et notre entreprise sont particulièrement sensibles à une réduction de la demande et des prix des produits qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité. Les estimations de la direction tiennent compte des répercussions directes et indirectes potentielles du ralentissement économique, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans les notes pertinentes des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui aura des répercussions profondes sur notre contexte commercial, nos activités et notre situation financière. La direction ne peut estimer avec une certitude raisonnable la durée ou la gravité de cette pandémie, ni l'ampleur de l'incidence que les bouleversements qu'elle entraîne aura sur nos états consolidés du résultat global, nos états consolidés de la situation financière et nos tableaux consolidés des flux de trésorerie pour l'exercice 2020.

### 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 26 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2019, à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2020 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2019.

### Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2020, 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 qui

sont 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 2020, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2020, 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 révisé ses prévisions pour 2020 publiées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 2 décembre 2019, puis mises à jour dans ses communiqués de presse datés du 23 mars 2020, du 5 mai 2020, du 22 juillet 2020 et du 7 septembre 2020), comme il est indiqué dans son communiqué de presse daté du 28 octobre 2020. Ces communiqués de presse sont tous accessibles en ligne au [www.sedar.com](http://www.sedar.com).

## 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 (déficitaires), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril 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 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, des activités commerciales et logistiques en amont, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié 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, et des activités en aval relatives à la gestion du risque marchandises à court terme.
- Le facteur lié au produit d'assurance tient compte du produit d'assurance après impôt relatif aux actifs de la Société en Libye.
- 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)

		2020	2019
Ajustements du résultat net			
Résultat net		(6 486)	4 954
Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		18	282
Charges d'intérêts nettes		665	625
	A	(5 803)	5 861
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		15 601	14 345
Capitaux propres		45 184	45 800
		60 785	60 145
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		19 710	15 601
Capitaux propres		36 344	45 184
		56 054	60 785
Capital moyen investi	B	57 022	60 729
RCI, compte tenu des projets majeurs en cours (%)	A/B	(10,2)	9,7
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	3 316	1 774
RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours <sup>1)</sup> (%)	A/(B-C)	(10,8)	9,9

1) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de (1,4) % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020 compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 et de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019.

### Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent subir l'incidence, entre autres facteurs, du calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôticières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, 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 pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Résultat net	(531)	505	25	219	384	668	110	(357)	(12)	1 035
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 242	1 036	261	220	214	209	21	19	1 738	1 484
Impôt sur le résultat différé	(141)	62	(9)	19	12	19	(46)	(19)	(184)	81
Charge de désactualisation	57	54	12	11	2	1	—	—	71	66
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(307)	133	(307)	133
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(53)	(3)	(28)	(4)	(8)	(21)	—	—	(89)	(28)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(2)	(3)	—	(77)	(2)	(1)	1	—	(3)	(81)
Rémunération fondée sur des actions	(9)	19	(2)	2	(6)	11	(27)	34	(44)	66
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(38)	(105)	(1)	(11)	—	(7)	—	—	(39)	(123)
Autres	31	41	2	—	(2)	6	4	(5)	35	42
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	556	1 606	260	379	594	885	(244)	(195)	1 166	2 675
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie									79	461
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									1 245	3 136

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	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Résultat net	(3 503)	2 255	(453)	1 167	598	2 442	(793)	(630)	(4 151)	5 234
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	5 372	3 088	1 312	702	660	612	62	57	7 406	4 459
Impôt sur le résultat différé	(643)	(675)	(161)	(103)	29	(42)	(20)	(96)	(795)	(916)
Charge de désactualisation	169	167	35	33	5	5	—	—	209	205
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	290	(378)	290	(378)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	32	41	(22)	3	53	76	—	—	63	120
Profit à la cession d'actifs	(2)	(13)	—	(228)	(6)	(3)	—	—	(8)	(244)
Rémunération fondée sur des actions	(84)	(6)	(12)	(2)	(51)	(8)	(186)	(3)	(333)	(19)
Prospection	—	—	80	39	—	—	—	—	80	39
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(171)	(285)	(7)	(16)	(5)	(12)	—	—	(183)	(313)
Autres	87	84	(30)	(7)	10	—	10	1	77	78
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 257	4 656	742	1 588	1 293	3 070	(637)	(1 049)	2 655	8 265
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(794)	(148)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									1 861	8 117

#### Flux de trésorerie disponibles et flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)

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 (déficitaires) 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 (déficitaires) 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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Fonds provenant de l'exploitation	1 166	2 675	2 655	8 265
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes <sup>1)</sup>	(987)	(1 632)	(3 193)	(4 215)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	179	1 043	(538)	4 050

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 13 M\$ au troisième trimestre de 2020 et de 16 M\$ au troisième trimestre de 2019.

### **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, la SSUC et les coûts liés à la COVID-19, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, 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 et de l'évaluation des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. À partir du premier trimestre de 2020, la Société a révisé le calcul des charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour mieux l'harmoniser avec la méthode utilisée pour calculer les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères et de Fort Hills. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour la période précédente comprenaient les frais de mise en valeur futurs et ont été retraitées afin de les exclure. 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, la SSUC et les coûts liés à la COVID-19, 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.

### **Marges de raffinage et de commercialisation et charges d'exploitation de raffinage**

Les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges de raffinage et de commercialisation sont calculées 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 aux activités commerciales et logistiques. 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 les marges de raffinage et de



commercialisation 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)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
<b>Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation</b>				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 210	1 653	2 897	5 440
Autres (pertes) produits	(2)	13	58	42
Marge non liée au raffinage	(14)	(17)	(43)	(44)
Marges de raffinage et de commercialisation	1 194	1 649	2 912	5 438
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	38 857	46 239	115 955	129 283
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS <sup>2)</sup> (\$/b)	30,75	35,65	25,10	42,05
Ajustement au titre de la méthode DEPS	(223)	19	562	(665)
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS	971	1 668	3 474	4 773
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS <sup>2)</sup> (\$/b)	25,00	36,10	29,95	36,90
<b>Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage</b>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	457	531	1 385	1 597
Coûts non liés au raffinage	(247)	(305)	(735)	(894)
Charges d'exploitation de raffinage	210	226	650	703
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	38 857	46 239	115 955	129 283
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,40	4,90	5,60	5,45

- 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.
- 2) À compter du premier trimestre de 2020, les marges de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement.

#### **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 :

<u>Unités de mesure</u>		<u>Lieux et devises</u>	
b	baril	É.-U.	États-Unis
b/j	barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
kb/j	milliers de barils par jour		
bep	barils équivalent pétrole	\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep/j	barils équivalent pétrole par jour	\$ US	Dollars américains
kbep	milliers de barils équivalent pétrole		
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour	<u>Contexte financier et commercial</u>	
GJ	gigajoules	T3	Trimestre clos le 30 septembre
kpi <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel	WTI	West Texas Intermediate
kpi <sup>3</sup> e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	WCS	Western Canadian Select
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel	SYN	Cours de référence du pétrole brut synthétique
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	MSW	Mélange non corrosif mixte
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel	NYMEX	New York Mercantile Exchange
Mpi <sup>3</sup> e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour		
MW	mégawatts		
MWh	mégawattheure		

## 11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

Le présent 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; les répercussions négatives actuelles et potentielles de la pandémie de COVID-19, dont la situation entourant la pandémie et la possibilité que surviennent de prochaines vagues, ainsi que toute politique à l'égard des restrictions commerciales actuelles, des mesures de confinement ou des interdictions visant les rassemblements; 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 en immobilisation 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 rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- l'attente de Suncor selon laquelle l'accent mis sur les aspects qui relèvent de sa volonté et les changements structurels apportés pour réduire son coût de base contribueront à maintenir la résilience financière de la Société et favoriseront la création de valeur à long terme;
- le fait que la Société reste en bonne voie d'atteindre son objectif de réduction des charges d'exploitation de 1 G\$ et son objectif de réduction des dépenses en immobilisations de 1,9 G\$ d'ici la fin de 2020;
- le fait que les actifs retrouveront une cadence de production normale d'ici le début de novembre 2020 et que Fort Hills est en voie d'atteindre sa fourchette de production brute mise à jour de 120 000 à 130 000 b/j au cours du quatrième trimestre de 2020;
- l'attente selon laquelle le devancement des travaux à Firebag permettra à la Société d'intégrer et de tirer pleinement profit de ses nouveaux actifs de production de vapeur et de traitement de l'eau et l'attente selon laquelle Suncor remettra en service l'installation et en accroîtra la cadence pour atteindre une nouvelle capacité de production nominale de 215 000 b/j;
- l'attente selon laquelle les pipelines d'interconnexion reliant Syncrude et l'usine de base du secteur Sables pétrolifères seront mis en service au cours du quatrième trimestre de 2020 et renforceront l'intégration de ces deux actifs tout en permettant une plus grande flexibilité opérationnelle, et selon laquelle la Société continuera à accélérer sa stratégie de gestion des résidus à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et qu'il en découlera des avantages;
- l'attente de Suncor selon laquelle elle percevra en 2021 l'impôt sur le résultat à recevoir du fait de pertes fiscales;
- l'attente de Suncor selon laquelle le redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills favorisera une meilleure rentabilité attribuable à l'optimisation du parc de véhicules miniers;
- les énoncés concernant le système de transport autonome par camion, notamment le fait qu'il sera pleinement mis en œuvre à Fort Hills d'ici la fin de 2020, qu'il contribuera à réduire les charges d'exploitation et à améliorer le rendement en matière de sécurité, d'environnement et d'exploitation, et que Suncor récupérera environ 90 % des réductions de coûts anticipées;
- l'engagement de Suncor à l'égard de la fiabilité et le fait qu'elle entend poursuivre ses efforts visant à prendre les bonnes décisions à long terme afin de faire progresser ses initiatives de maintien des actifs et ses initiatives stratégiques visant à améliorer la fiabilité, à accroître les marges et à réduire les charges d'exploitation de tous ses actifs;
- le fait que Suncor s'estime bien placée pour dégager un rendement vigoureux à la fin de 2020 et les motifs qui sous-tendent cette idée;

- *l'opinion de Suncor selon laquelle les mesures qu'elle a prises pour diminuer les volumes de production en fonction de la demande, réduire ses charges d'exploitation et dépenses en immobilisations et préserver sa santé financière ouvriront la voie à une création de valeur à long terme en vue d'accroître les redistributions aux actionnaires et le fait que cette démarche repose sur son engagement envers l'excellence opérationnelle, dont sa volonté inébranlable d'exercer ses activités de manière sécuritaire, fiable, rentable et respectueuse de l'environnement;*
- *les estimations de Suncor concernant la réduction structurelle de ses effectifs, notamment le calendrier, la portée et les résultats attendus;*
- *l'attente de Suncor selon laquelle elle poursuivra ses efforts en vue de la réalisation de ses objectifs de réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations en tournant son attention vers des projets de maintien destinés à assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation, tout en veillant à l'avancement de certains projets essentiels qui devraient générer des retombées à court terme et entraîner une réduction structurelle des charges d'exploitation;*
- *les énoncés concernant l'objectif de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles ainsi que les initiatives et projets qui devraient y contribuer;*
- *les attentes de Suncor en ce qui concerne les investissements technologiques réalisés dans ses activités de commercialisation et de négociation et l'avancement de ses initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement, ainsi que l'opinion selon laquelle ces projets seront soutenus par l'adoption de nouvelles technologies à mesure que la Société continuera à accélérer son virage numérique afin d'améliorer la fiabilité, la sécurité et le bilan environnemental de ses activités, projets qui, croit-elle, seront couronnés par des gains d'efficacité opérationnelle porteurs de nouvelles économies de coûts structurels;*
- *le fait que Suncor s'estime bien placée pour générer des flux de trésorerie disponibles supplémentaires et durables en 2021 et que les mesures qu'elle a prises en 2020 contribueront à créer de la valeur à long terme pour ses actionnaires, ainsi que les motifs qui sous-tendent cette idée;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle l'amélioration de sa marge de manœuvre financière en 2020 l'aidera à disposer de ressources financières suffisantes en cas de besoin et son intention de suivre son cadre de répartition du capital au moyen d'une combinaison des remboursements futurs sur la dette, tout en augmentant les rendements pour les actionnaires et les investissements mesurés dans des projets économiques;*
- *les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et sur Firebag;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle la latitude financière accrue que lui procurent ses activités de financement lui donnera accès à des ressources financières suffisantes en cas de besoin et selon laquelle la gestion rigoureuse de sa situation de trésorerie et de ses dépenses en immobilisations dans le contexte du récent ralentissement économique contribuera à préserver sa santé financière;*
- *l'attente de Suncor selon laquelle la majeure partie des coûts de réparation associés à la reconstruction de l'installation d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères sera remboursée au moyen du produit de l'assurance en 2021;*
- *les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2020, de l'ordre de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, notamment 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 de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers et le fait que Suncor estime que, pour ce faire, elle se concentrera sur des projets d'immobilisations de maintien et de maintenance visant à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation et entreprendra des projets d'investissement économique de grande valeur, à faible intensité de capital, qui sont à un stade avancé de développement;*
- *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 et des liquidités compte tenu de ses plans 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 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 l'impôt sur le résultat, de même que les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial à l'égard du Brent Sullom Voe, du WTI à Cushing, du WCS à Hardisty et du cours au comptant au carrefour AECO.

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 (notamment en raison des effets sur l'offre et la demande de la pandémie de COVID-19 et des actions de l'OPEP+); 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 commerciales et logistiques 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 2019, la notice annuelle de 2019 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedar.com](http://www.sedar.com) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au [www.sec.gov](http://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 rapport de gestion 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.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf	
	2020	30 septembre 2019	2020	mois closes les 30 septembre 2019
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	6 427	9 803	18 047	28 857
Autres produits (note 4)	30	93	411	534
	6 457	9 896	18 458	29 391
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	2 356	3 402	6 955	9 309
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (note 10)	2 275	2 793	7 398	8 424
Transport	281	378	946	1 075
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 11)	1 738	1 484	7 406	4 459
Prospection	12	15	176	204
Profit à la cession d'actifs	(3)	(81)	(8)	(244)
Charges financières (note 6)	35	433	1 241	562
	6 694	8 424	24 114	23 789
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>(237)</b>	<b>1 472</b>	<b>(5 656)</b>	<b>5 602</b>
<b>(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat</b>				
Exigible	(41)	356	(710)	1 284
Différé	(184)	81	(795)	(916)
	(225)	437	(1 505)	368
<b>Résultat net</b>	<b>(12)</b>	<b>1 035</b>	<b>(4 151)</b>	<b>5 234</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(52)	4	80	(144)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Profit actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	204	55	(195)	(258)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>152</b>	<b>59</b>	<b>(115)</b>	<b>(402)</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>140</b>	<b>1 094</b>	<b>(4 266)</b>	<b>4 832</b>
<b>Par action ordinaire (en dollars) (note 7)</b>				
Résultat net – de base et dilué	(0,01)	0,67	(2,72)	3,34
Dividendes en trésorerie	0,21	0,42	0,89	1,26

Se reporter aux notes annexes.

# ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

(en millions de dollars)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	1 489	1 960
Créances	2 742	4 052
Stocks (note 10)	3 325	3 761
Impôt sur le résultat à recevoir	791	133
Total de l'actif courant	8 347	9 906
Immobilisations corporelles, montant net (note 11)	67 976	72 640
Prospection et évaluation	2 442	2 428
Autres actifs	1 271	1 194
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 266	3 058
Actifs d'impôt différé	200	209
Total de l'actif	83 502	89 435
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dette à court terme	2 586	2 155
Tranche courante de la dette à long terme	293	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	273	310
Dettes fournisseurs et charges à payer	4 642	6 555
Tranche courante des provisions	642	631
Impôt à payer	69	886
Total du passif courant	8 505	10 537
Dette à long terme	15 424	12 884
Obligations locatives à long terme	2 623	2 621
Autres passifs à long terme	2 753	2 499
Provisions (note 12)	8 552	8 676
Impôt sur le résultat différé	9 301	10 176
Capitaux propres	36 344	42 042
Total du passif et des capitaux propres	83 502	89 435

Se reporter aux notes annexes.



## TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf	
	2020	30 septembre 2019	2020	30 septembre 2019
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	(12)	1 035	(4 151)	5 234
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 11)	1 738	1 484	7 406	4 459
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(184)	81	(795)	(916)
Charge de désactualisation (note 6)	71	66	209	205
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains (note 6)	(307)	133	290	(378)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks	(89)	(28)	63	120
Profit à la cession d'actifs	(3)	(81)	(8)	(244)
Rémunération fondée sur des actions	(44)	66	(333)	(19)
Prospection	—	—	80	39
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(39)	(123)	(183)	(313)
Autres	35	42	77	78
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	79	461	(794)	(148)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 245	3 136	1 861	8 117
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(941)	(1 516)	(2 959)	(3 783)
Produit de la cession d'actifs	5	96	12	262
Autres placements	(3)	(35)	(90)	(134)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	130	389	(414)	383
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(809)	(1 066)	(3 451)	(3 272)
<b>Activités de financement</b>				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(370)	(572)	354	(1 527)
Augmentation nette de la dette à long terme	—	—	2 634	557
Palements au titre de l'obligation locative	(83)	(88)	(254)	(230)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	—	18	29	59
Rachat d'actions ordinaires (note 8)	—	(756)	(307)	(1 822)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(3)	(2)	(8)	(6)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(321)	(650)	(1 350)	(1 970)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(777)	(2 050)	1 098	(4 939)
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>(341)</b>	<b>20</b>	<b>(492)</b>	<b>(94)</b>
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(16)	8	21	(38)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	1 846	2 061	1 960	2 221
<b>Trésorerie et équivalents à la clôture de la période</b>	<b>1 489</b>	<b>2 089</b>	<b>1 489</b>	<b>2 089</b>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	140	133	648	639
Impôt sur le résultat payé	118	482	696	880

Se reporter aux notes annexes.

## ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2018	25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
Incidence de l'adoption d'IFRS 16	—	—	—	14	14	—
1 <sup>er</sup> janvier 2019, montant ajusté	25 910	540	1 076	16 493	44 019	1 584 484
Résultat net	—	—	—	5 234	5 234	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(144)	—	(144)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 89 \$	—	—	—	(258)	(258)	—
Total du résultat global	—	—	(144)	4 976	4 832	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	76	(16)	—	—	60	1 737
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(722)	—	—	(1 100)	(1 822)	(44 158)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	17	—	—	6	23	—
Rémunération fondée sur des actions	—	42	—	—	42	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 970)	(1 970)	—
30 septembre 2019	25 281	566	932	18 405	45 184	1 542 063
31 décembre 2019	25 167	566	899	15 410	42 042	1 531 874
Résultat net	—	—	—	(4 151)	(4 151)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	80	—	80	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 60 \$	—	—	—	(195)	(195)	—
Total du résultat global	—	—	80	(4 346)	(4 266)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	36	(5)	—	—	31	804
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(124)	—	—	(183)	(307)	(7 527)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	65	—	—	103	168	—
Rémunération fondée sur des actions	—	26	—	—	26	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 350)	(1 350)	—
30 septembre 2020	25 144	587	979	9 634	36 344	1 525 151

Se reporter aux notes annexes.

## NOTES ANNEXES

(non audité)

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

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve à Calgary (Alberta). Son principal objectif 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, la Société exerce 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, transporte et raffine du pétrole brut et commercialise des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Elle exerce 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.

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

### 2. BASE D'ÉTABLISSEMENT

#### a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34, *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

#### b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

#### c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

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

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé (l'« OMS ») a déclaré que la flambée de maladie à coronavirus (la « COVID-19 ») constituait une urgence de santé publique de portée internationale. Le 10 mars 2020, l'OMS a déclaré que l'épidémie avait atteint le stade de pandémie. Des mesures ont été prises à l'échelle planétaire pour freiner la propagation de la COVID-19, dont des restrictions de voyage, des quarantaines dans certaines régions et la fermeture obligatoire de certains lieux publics et types d'entreprises. Ces mesures ont perturbé les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la réduction de la demande de marchandises entraîne une volatilité des prix et des taux de change ainsi qu'une diminution des taux d'intérêt à long terme. Nos activités et notre entreprise sont particulièrement sensibles à une réduction de la demande et des prix des marchandises qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité. Les estimations de la direction tiennent compte des répercussions directes et indirectes potentielles du ralentissement économique, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans les notes pertinentes afférentes aux états financiers.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui aura des répercussions profondes sur notre contexte commercial, nos activités et notre situation financière. La direction ne peut estimer avec une certitude raisonnable la durée ou la gravité de cette pandémie, ni l'ampleur de l'incidence que les bouleversements qu'elle entraîne aura sur nos états consolidés du résultat global, nos états consolidés de la situation financière et nos tableaux consolidés des flux de trésorerie pour l'exercice 2020.

**e) Impôt sur le résultat**

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

**f) Subventions publiques**

Les subventions publiques sont comptabilisées lorsque la Société a l'assurance raisonnable qu'elle respecte les conditions pertinentes d'attribution de la subvention et que celle-ci sera obtenue. La Société comptabilise les subventions en diminution de l'élément des états financiers que les subventions sont censées compenser, ou dans les autres produits si les subventions sont comptabilisées dans une période différente de celle au cours de laquelle la transaction sous-jacente a été réalisée.

**g) Adoption de nouvelles normes IFRS**

**Définition d'une entreprise**

En octobre 2018, l'IASB a publié *Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3)*. Ces modifications resserrent et clarifient la définition d'une entreprise et permettent aux entités de faire le choix d'utiliser un test de concentration, lequel constitue une évaluation simplifiée donnant lieu au traitement d'une acquisition à titre d'acquisition d'actifs si la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquise se concentre dans un seul actif identifiable ou un groupe d'actifs identifiants similaires. Si une entité choisit de ne pas procéder au test de concentration, ou si le test n'est pas concluant, alors l'évaluation est axée sur l'existence d'un processus substantiel. Une distinction importante est que le « goodwill » peut être comptabilisé uniquement par suite de l'acquisition d'une entreprise, et non par suite de l'acquisition d'un actif. La Société a adopté les modifications de manière prospective à la date d'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2020, et leur application initiale n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.























# SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les				Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le	
	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 sept. 2020	31 déc. 2019	
<b>Volumes de production<sup>B)</sup></b>								
<b>Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel) (kb/j)</b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères	252,3	319,4	331,8	300,0	317,0	301,1	317,8	313,3
Syncrude	158,5	117,2	171,8	156,3	162,3	149,2	177,6	172,3
Total de la production de produits valorisés	410,8	436,6	503,6	456,3	479,3	450,3	495,4	485,6
<b>Production de bitume non valorisé (kb/j)</b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères	65,6	69,8	45,8	118,1	105,2	60,4	93,3	99,5
Fort Hills	42,6	47,3	80,7	87,9	85,5	56,8	84,4	85,3
Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	108,2	117,1	126,5	206,0	190,7	117,2	177,7	184,8
<b>Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)</b>								
	519,0	553,7	630,1	662,3	670,0	567,5	673,1	670,4
<b>Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)</b>								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	420,1	443,1	512,5	447,6	483,1	458,4	495,6	483,6
Bitume non valorisé	119,1	116,4	127,5	218,1	201,8	121,0	177,1	187,5
Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères	539,2	559,5	640,0	665,7	684,9	579,4	672,7	671,1
<b>Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes<sup>1)A)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	28,85	23,55	27,15	26,00	25,65	26,35	26,60	26,35
Gaz naturel	2,90	2,25	2,30	2,55	0,95	2,45	1,50	1,85
	31,75	25,80	29,45	28,55	26,60	28,80	28,10	28,20
<b>Charges d'exploitation décaissées liées au bitume de Fort Hills<sup>1)A)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	33,05	33,40	29,40	27,05	23,65	31,45	24,25	24,95
Gaz naturel	2,15	1,95	1,60	1,60	0,60	1,80	1,05	1,20
	35,20	35,35	31,00	28,65	24,25	33,25	25,30	26,15
<b>Charges d'exploitation décaissées liées au pétrole brut synthétique de Syncrude<sup>1)A)C)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	33,30	36,70	35,30	37,30	38,95	34,95	35,25	35,65
Gaz naturel	1,05	1,65	1,35	1,55	0,70	1,30	0,90	1,10
	34,35	38,35	36,65	38,85	39,65	36,25	36,15	36,75

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

B) À partir du deuxième trimestre de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, la Société a révisé la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produit, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société.

C) Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude ont été retraitées pour 2019 pour mieux s'harmoniser avec la méthode de calcul du secteur Sables pétrolifères et la méthode de calcul des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills. À partir de 2020, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont fondées sur les volumes de production, inclusion faite du diesel consommé à l'interne, alors que toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes font exclusion du diesel consommé à l'interne.

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

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères <sup>A)D)E)</sup>	30 sept. 2020	Trimestres clos les			30 sept. 2019	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le 31 déc. 2019
		30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019		30 sept. 2020	30 sept. 2019	
<b>Bitume (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	29,56	20,69	28,24	44,04	53,38	26,26	55,40	52,05
Redevances	(0,36)	(0,21)	(0,44)	(1,22)	(1,86)	(0,34)	(1,91)	(1,70)
Frais de transport	(5,28)	(6,73)	(7,22)	(5,47)	(6,27)	(6,43)	(6,71)	(6,34)
Charges d'exploitation nettes	(17,85)	(20,97)	(21,90)	(15,87)	(14,73)	(20,23)	(15,88)	(15,88)
Revenus d'exploitation nets	6,07	(7,22)	(1,32)	21,48	30,52	(0,74)	30,90	28,13
<b>Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	50,72	31,39	57,54	76,15	74,67	47,04	75,20	75,43
Redevances	(0,82)	(0,35)	(0,35)	(2,89)	(4,52)	(0,49)	(4,98)	(4,49)
Frais de transport	(4,54)	(4,91)	(4,35)	(5,14)	(5,04)	(4,59)	(4,63)	(4,75)
Charges d'exploitation nettes	(31,49)	(29,58)	(30,11)	(31,92)	(29,78)	(30,35)	(30,41)	(30,76)
Revenus d'exploitation nets	13,87	(3,45)	22,73	36,20	35,33	11,61	35,18	35,43
<b>Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	46,04	29,16	51,70	65,63	68,40	42,70	69,99	68,89
Redevances	(0,72)	(0,32)	(0,42)	(2,34)	(3,74)	(0,48)	(4,21)	(3,74)
Frais de transport	(4,70)	(5,29)	(4,92)	(5,25)	(5,40)	(4,97)	(5,17)	(5,19)
Charges d'exploitation nettes	(28,47)	(27,79)	(28,47)	(26,66)	(25,34)	(28,24)	(26,59)	(26,61)
Revenus d'exploitation nets	12,15	(4,24)	17,89	31,38	33,92	9,01	34,02	33,35

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

D) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

E) À partir du deuxième trimestre de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, la Société a révisé la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produit, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants des périodes précédentes ont été retraités pour tenir compte de ces modifications.

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



## SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	30 sept. 2020	Trimestres clos les			30 sept. 2019	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le 31 déc. 2019
		30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019		30 sept. 2020	30 sept. 2019	
<b>Volumes de production<sup>F)</sup></b>								
Exploration et production – Canada (kb/j)	57,1	62,3	62,2	69,6	49,6	60,6	56,6	59,9
Exploration et production – International (kbep/j)	40,1	39,5	47,5	46,3	42,7	42,3	47,0	46,9
<b>Total des volumes de production (kbep/j)</b>	<b>97,2</b>	<b>101,8</b>	<b>109,7</b>	<b>115,9</b>	<b>92,3</b>	<b>102,9</b>	<b>103,6</b>	<b>106,8</b>
<b>Total des volumes des ventes (kbep/j)</b>	<b>96,0</b>	<b>108,7</b>	<b>107,2</b>	<b>113,5</b>	<b>92,5</b>	<b>103,9</b>	<b>103,4</b>	<b>106,0</b>
<b>Revenus nets<sup>A)D)</sup></b>								
<b>Côte Est du Canada (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	58,77	27,55	69,50	86,07	81,25	51,41	86,82	86,62
Redevances	(5,70)	(0,96)	(4,06)	(13,46)	(6,54)	(3,50)	(13,68)	(13,62)
Frais de transport	(2,56)	(4,68)	(2,13)	(1,71)	(1,86)	(3,16)	(1,78)	(1,76)
Charges d'exploitation	(13,23)	(10,40)	(13,23)	(11,28)	(16,49)	(12,24)	(14,29)	(13,45)
Revenus d'exploitation nets	37,28	11,51	50,08	59,62	56,36	32,51	57,07	57,79
<b>International à l'exclusion de la Libye<sup>G)</sup> (\$/bep)</b>								
Prix moyen obtenu	56,56	32,63	66,22	82,92	77,15	51,80	84,52	84,17
Frais de transport	(2,50)	(1,83)	(2,50)	(2,23)	(1,97)	(2,27)	(2,15)	(2,17)
Charges d'exploitation	(7,29)	(7,01)	(6,56)	(8,57)	(5,29)	(6,93)	(5,82)	(6,43)
Revenus d'exploitation nets <sup>A)</sup>	46,77	23,79	57,16	72,12	69,89	42,60	76,55	75,57

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

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

F) À partir du deuxième trimestre de 2020, la Société a révisé la présentation de ses volumes de production. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par catégorie, à savoir Exploration et production – Canada et Exploration et production – International afin de simplifier la présentation. Les données des périodes comparatives ont été mises à jour pour tenir compte de cette modification.

G) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

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

## SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	30 sept. 2020	Trimestres clos les			30 sept. 2019	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le 31 déc. 2019
		30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019		30 sept. 2020	30 sept. 2019	
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	534,0	438,8	531,5	534,6	572,0	501,6	541,0	539,4
Pétrole brut traité (kb/j)	399,7	350,4	439,5	447,5	463,7	396,5	436,0	438,9
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	87	76	95	97	100	86	94	95
Marges de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b) <sup>A)H)</sup>	30,75	20,95	23,35	35,70	35,65	25,10	42,05	40,45
Marges de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b) <sup>A)H)</sup>	25,00	28,55	35,60	36,50	36,10	29,95	36,90	36,80
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) <sup>A)</sup>	5,40	5,80	5,65	5,05	4,90	5,60	5,45	5,35
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	120,2	76,0	112,7	121,6	122,9	103,0	119,2	119,8
Distillat	93,4	84,2	94,8	102,8	107,4	90,8	102,9	102,9
Total des ventes de carburants de transport	213,6	160,2	207,5	224,4	230,3	193,8	222,1	222,7
Produits pétrochimiques								
Asphalte	19,1	13,4	11,0	17,3	21,6	14,6	15,6	16,1
Autres	18,7	23,4	27,8	25,3	21,1	23,2	21,0	22,1
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>259,6</b>	<b>206,4</b>	<b>256,2</b>	<b>274,9</b>	<b>282,4</b>	<b>240,8</b>	<b>270,3</b>	<b>271,5</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	208,7	169,2	213,1	217,3	209,5	197,0	198,6	203,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	94	76	96	98	94	89	89	92
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	113,2	99,6	121,6	125,8	133,9	111,5	127,1	126,8
Distillat	127,2	106,1	133,9	110,9	123,4	122,4	116,7	115,2
Total des ventes de carburants de transport	240,4	205,7	255,5	236,7	257,3	233,9	243,8	242,0
Asphalte								
Autres	17,4	14,4	8,7	11,4	18,1	13,5	12,4	12,1
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>274,4</b>	<b>232,4</b>	<b>275,3</b>	<b>259,7</b>	<b>289,6</b>	<b>260,8</b>	<b>270,7</b>	<b>267,9</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	191,0	181,2	226,4	230,2	254,2	199,5	237,4	235,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	80	76	94	96	106	83	99	98

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

H) Les marges de raffinage et de commercialisation ont été retraitées pour 2019 afin de mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

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

## RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

### Revenus nets du secteur Sables pétrolifères<sup>A)D)E)</sup> (en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le	30 septembre 2020			30 juin 2020		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	527	2 040	2 567	340	1 312	1 652
Autres produits (pertes)	23	17	40	(19)	42	23
Achats de pétrole brut et de produits	(143)	(28)	(171)	(69)	(22)	(91)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(83)	(69)		(34)	(65)	
Montant brut réalisé	324	1 960		218	1 267	
Redevances	(4)	(32)	(36)	(2)	(14)	(16)
Frais de transport	(61)	(175)	(236)	(73)	(199)	(272)
Ajustement lié aux frais de transport <sup>3)</sup>	3	—		2	—	
Frais de transport nets	(58)	(175)		(71)	(199)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(190)	(1 460)	(1 650)	(194)	(1 334)	(1 528)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	(5)	243		(28)	141	
Charges d'exploitation nettes	(195)	(1 217)		(222)	(1 193)	
(Perte brute) marge brute	67	536		(77)	(139)	
Volumes de ventes (kb)	10 949	38 646		10 589	40 326	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>6,07</b>	<b>13,87</b>		<b>(7,22)</b>	<b>(3,45)</b>	

Pour le trimestre clos le	31 mars 2020			31 décembre 2019		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	538	2 779	3 317	1 242	3 183	4 425
Autres produits	26	222	248	7	91	98
Achats de pétrole brut et de produits	(362)	(45)	(407)	(337)	(109)	(446)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	126	(273)		(28)	(29)	
Montant brut réalisé	328	2 683		884	3 136	
Redevances	(9)	(16)	(25)	(24)	(119)	(143)
Ajustement lié aux redevances <sup>5)</sup>	3	—		—	—	
Redevances nettes	(6)	(16)		(24)	(119)	
Frais de transport	(86)	(203)	(289)	(112)	(213)	(325)
Ajustement lié aux frais de transport <sup>3)</sup>	3	—		2	2	
Frais de transport nets	(83)	(203)		(110)	(211)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(384)	(1 868)	(2 252)	(335)	(1 650)	(1 985)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	130	465		17	336	
Charges d'exploitation nettes	(254)	(1 403)		(318)	(1 314)	
(Perte brute) marge brute	(15)	1 061		432	1 492	
Volumes de ventes (kb)	11 605	46 638		20 067	41 174	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>(1,32)</b>	<b>22,73</b>		<b>21,48</b>	<b>36,20</b>	

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

D) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

E) À partir du deuxième trimestre de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, la Société a révisé la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produit, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants des périodes précédentes ont été retraités pour tenir compte de ces modifications.

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

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

(non audité)

### Revenus nets du secteur Sables pétrolifères<sup>A)D)E)</sup> (en millions de dollars, sauf les montants par baril)

Pour le trimestre clos le	30 septembre 2019		Secteur Sables pétrolifères
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	
Produits d'exploitation	1 257	3 344	4 601
Autres produits	—	63	63
Achats de pétrole brut et de produits	(259)	(25)	(284)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(7)	(64)	
Montant brut réalisé	991	3 318	
Redevances	(34)	(201)	(235)
Frais de transport	(118)	(226)	(344)
Ajustement lié aux frais de transport <sup>3)</sup>	2	2	
Frais de transport nets	(116)	(224)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(319)	(1 690)	(2 009)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	46	367	
Charges d'exploitation nettes	(273)	(1 323)	
Marge brute	568	1 570	
Volumes de ventes (kb)	18 567	44 433	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>30,52</b>	<b>35,33</b>	

Pour la période de neuf mois close le	30 septembre 2020			30 septembre 2019		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 405	6 131	7 536	3 538	10 384	13 922
Autres produits (pertes)	30	281	311	(45)	119	74
Achats de pétrole brut et de produits	(574)	(95)	(669)	(827)	(134)	(961)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	9	(407)		14	(190)	
Montant brut réalisé	870	5 910		2 680	10 179	
Redevances	(15)	(62)	(77)	(100)	(674)	(774)
Ajustement lié aux redevances <sup>5)</sup>	3	—		8	—	
Redevances nettes	(12)	(62)		(92)	(674)	
Frais de transport	(220)	(577)	(797)	(337)	(631)	(968)
Ajustement lié aux frais de transport <sup>3)</sup>	8	—		13	5	
Frais de transport nets	(212)	(577)		(324)	(626)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(768)	(4 662)	(5 430)	(907)	(5 135)	(6 042)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	97	849		140	1 019	
Charges d'exploitation nettes	(671)	(3 813)		(767)	(4 116)	
(Perte brute) marge brute	(25)	1 458		1 497	4 763	
Volumes de ventes (kb)	33 143	125 610		48 363	135 320	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>(0,74)</b>	<b>11,61</b>		<b>30,90</b>	<b>35,18</b>	

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

D) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

E) À partir du deuxième trimestre de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, la Société a révisé la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produit, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants des périodes précédentes ont été retraités pour tenir compte de ces modifications.

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

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

(non audité)

### Revenus nets du secteur Sables pétrolifères<sup>A)D)E)</sup>

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

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2019		Secteur Sables pétrolifères
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	
Produits d'exploitation	4 780	13 567	<b>18 347</b>
Autres (pertes) produits	(38)	210	<b>172</b>
Achats de pétrole brut et de produits	(1 164)	(243)	<b>(1 407)</b>
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(14)	(219)	
Montant brut réalisé	3 564	13 315	
Redevances	(124)	(793)	<b>(917)</b>
Ajustement lié aux redevances <sup>5)</sup>	8	—	
Redevances nettes	(116)	(793)	
Frais de transport	(449)	(844)	<b>(1 293)</b>
Ajustement lié aux frais de transport <sup>3)</sup>	15	7	
Frais de transport nets	(434)	(837)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 242)	(6 785)	<b>(8 027)</b>
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	157	1 355	
Charges d'exploitation nettes	(1 085)	(5 430)	
Marge brute	1 929	6 255	
Volumes de ventes (kb)	68 430	176 494	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>28,13</b>	<b>35,43</b>	

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

D) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

E) À partir du deuxième trimestre de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, la Société a révisé la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produit, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants des périodes précédentes ont été retraités pour tenir compte de ces modifications.

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

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

(non audité)

### Revenus nets du secteur Exploration et production<sup>A)</sup>

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

Pour le trimestre clos le	30 septembre 2020			Secteur E&P	30 juin 2020			Secteur E&P
	International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>		International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>	
Produits d'exploitation	201	311	—	512	133	160	—	293
Redevances	—	(30)	—	(30)	—	(6)	—	(6)
Frais de transport	(9)	(15)	—	(24)	(7)	(26)	—	(33)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(33)	(77)	(8)	(118)	(34)	(68)	(9)	(111)
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	7	8			5	7		
Marge brute	166	197			97	67		
Volumes de ventes (kbep)	3 552	5 281			4 086	5 803		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>46,77</b>	<b>37,28</b>			<b>23,79</b>	<b>11,51</b>		

Pour le trimestre clos le	31 mars 2020			Secteur E&P	31 décembre 2019			Secteur E&P
	International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>		International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>	
Produits d'exploitation	282	382	(125)	539	273	532	193	998
Redevances	—	(22)	—	(22)	—	(83)	(87)	(170)
Frais de transport	(11)	(12)	—	(23)	(7)	(10)	(4)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(85)	(16)	(133)	(32)	(78)	(24)	(134)
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	4	12			4	8		
Marge brute	243	275			238	369		
Volumes de ventes (kbep)	4 257	5 501			3 289	6 176		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>57,16</b>	<b>50,08</b>			<b>72,12</b>	<b>59,62</b>		

Pour le trimestre clos le	30 septembre 2019			Secteur E&P	
	International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>		
Produits d'exploitation		269	393	84	746
Redevances		—	(32)	(65)	(97)
Frais de transport		(7)	(9)	(3)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux		(22)	(93)	(14)	(129)
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>		4	13		
Marge brute		244	272		
Volumes de ventes (kbep)		3 488	4 832		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>		<b>69,89</b>	<b>56,36</b>		

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

G) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets du secteur International comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

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

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

(non audité)

### Revenus nets du secteur Exploration et production<sup>A)</sup>

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

Pour la période de neuf mois close le	30 septembre 2020			Secteur E&P	30 septembre 2019			Secteur E&P
	International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>		International <sup>G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>	
Produits d'exploitation	616	853	(125)	<b>1 344</b>	983	1 391	303	<b>2 677</b>
Redevances	—	(58)	—	<b>(58)</b>	—	(219)	(216)	<b>(435)</b>
Frais de transport	(27)	(53)	—	<b>(80)</b>	(25)	(29)	(5)	<b>(59)</b>
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(99)	(230)	(33)	<b>(362)</b>	(80)	(267)	(44)	<b>(391)</b>
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	16	27			13	38		
Marge brute	506	539			891	914		
Volumes de ventes (kbep)	11 895	16 585			11 628	16 014		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>42,60</b>	<b>32,51</b>			<b>76,55</b>	<b>57,07</b>		

Pour l'exercice clos le	International <sup>G)</sup>	31 décembre 2019		Secteur E&P
		Côte Est du Canada	Autres <sup>G)</sup>	
Produits d'exploitation	1 256	1 923	496	<b>3 675</b>
Redevances	—	(302)	(303)	<b>(605)</b>
Frais de transport	(32)	(39)	(9)	<b>(80)</b>
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(112)	(346)	(67)	<b>(525)</b>
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	17	46		
Marge brute	1 129	1 282		
Volumes de ventes (kbep)	14 917	22 190		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>75,57</b>	<b>57,79</b>		

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

G) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets du secteur International comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

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

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

(non audité)

### Raffinage et commercialisation<sup>A)H)</sup>

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

	30 sept. 2020	Trimestres clos les			30 sept. 2019	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le 31 déc. 2019
		30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019		30 sept. 2020	30 sept. 2019	
Marge brute <sup>8)</sup>	1 210	1 058	629	1 568	1 653	2 897	5 440	7 008
Autres (pertes) produits	(2)	(26)	86	33	13	58	42	75
Marge non liée au raffinage <sup>9)</sup>	(14)	(312)	283	(16)	(17)	(43)	(44)	(60)
Marges de raffinage et de commercialisation <sup>A)</sup>	1 194	720	998	1 585	1 649	2 912	5 438	7 023
Production des raffineries (kb) <sup>10)</sup>	38 857	34 369	42 729	44 422	46 239	115 955	129 283	173 705
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) <sup>A)</sup>	30,75	20,95	23,35	35,70	35,65	25,10	42,05	40,45
Ajustement au titre de la méthode DEPS	(223)	261	524	37	19	562	(665)	(628)
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS <sup>A)</sup>	971	981	1 522	1 622	1 668	3 474	4 773	6 395
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) <sup>A)I)J)</sup>	25,00	28,55	35,60	36,50	36,10	29,95	36,90	36,80
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	457	417	511	576	531	1 385	1 597	2 173
Coûts non liés au raffinage <sup>11)</sup>	(247)	(218)	(270)	(352)	(305)	(735)	(894)	(1 246)
Charges d'exploitation de raffinage	210	199	241	224	226	650	703	927
Production des raffineries (kb) <sup>10)</sup>	38 857	34 369	42 729	44 422	46 239	115 955	129 283	173 705
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) <sup>A)</sup>	5,40	5,80	5,65	5,05	4,90	5,60	5,45	5,35

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

H) Les marges de raffinage et de commercialisation ont été retraitées pour 2019 afin de mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

I) Les marges de raffinage et de commercialisation – DEPS excluent l'incidence des actifs de gestion des risques.

J) L'indice 5-2-2-1 de Suncor est la mesure la plus comparable aux marges de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société présentées selon la méthode DEPS.

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



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

(non audité)

### Raffinage et commercialisation

#### Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor<sup>12)</sup>

(moyenne pour les trimestres et les périodes de neuf mois clos les et la période de douze mois close le)	Trimestres clos les				30 sept. 2019	Périodes de neuf mois closes les		Période de douze mois close le 31 déc. 2019	
	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019		30 sept. 2020	30 sept. 2019		
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	40,95	27,85	46,10	56,95	56,45	38,30	57,05	57,05	
Pétrole brut SYN à Edmonton (\$ US/b)	38,50	23,30	43,40	56,25	56,85	35,10	56,50	56,45	
WCS à Hardisty (\$ US/b)	31,90	16,35	25,60	41,10	44,20	24,65	45,30	44,25	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 (\$ US/b) <sup>K)</sup>	10,20	12,20	14,75	18,45	19,70	12,40	20,40	19,90	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 (\$ US/b) <sup>K)</sup>	7,75	6,75	9,75	14,35	17,05	8,10	18,00	17,05	
<b>Valeur du produit (\$ US/b)</b>									
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>L)</sup>	40 %	20,45	16,00	24,35	30,15	30,45	20,30	31,00	30,80
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>M)</sup>	40 %	19,50	13,85	22,35	28,50	29,40	18,55	30,00	29,65
WTI	20 %	8,20	5,55	9,20	11,40	11,30	7,65	11,40	11,40
Facteur saisonnier		5,00	5,00	6,50	6,50	5,00	5,50	5,50	5,75
		53,15	40,40	62,40	76,55	76,15	52,00	77,90	77,60
<b>Valeur du pétrole brut (\$ US/b)</b>									
SYN	40 %	15,40	9,30	17,35	22,50	22,75	14,05	22,60	22,60
WCS	40 %	12,75	6,55	10,25	16,45	17,70	9,85	18,10	17,70
WTI	20 %	8,20	5,55	9,20	11,40	11,30	7,65	11,40	11,40
		36,35	21,40	36,80	50,35	51,75	31,55	52,10	51,70
<b>Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ US/b)</b>		<b>16,80</b>	<b>19,00</b>	<b>25,60</b>	<b>26,20</b>	<b>24,40</b>	<b>20,45</b>	<b>25,80</b>	<b>25,90</b>
<b>Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)<sup>J)</sup></b>		<b>22,35</b>	<b>26,35</b>	<b>34,40</b>	<b>34,60</b>	<b>32,25</b>	<b>27,70</b>	<b>34,30</b>	<b>34,35</b>

J) L'indice 5-2-2-1 de Suncor est la mesure la plus comparable aux marges de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société présentées selon la méthode DEPS.

K) 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.

L) La valeur des produits des marges de craquage 2-1-1 au port de New York représentent la somme des valeurs des marges de craquage 2-1-1 au port de New York et du WTI, multipliée par 40 % et arrondie au cinq sous près.

M) La valeur des produits des marges de craquage 2-1-1 à Chicago représentent la somme des valeurs des marges de craquage 2-1-1 à Chicago et du WTI, multipliée par 40 % et arrondie au cinq sous près.

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

## INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

### **Mesures financières hors PCGR**

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

Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » des rapports aux actionnaires publiés par Suncor pour chaque trimestre (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et le RCI sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. Les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont définies à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » de chacun des rapports trimestriels. Les revenus nets sont définis ci-dessous et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » de chacun des rapports trimestriels. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le présent rapport trimestriel.

### **Revenus nets du secteur Sables pétrolifères**

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

### **Revenus nets du secteur Exploration et production (« E&P »)**

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

### **Définitions**

- 1) 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, la Subvention salariale d'urgence du Canada et les coûts liés à la COVID-19, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, 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 volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne.
- 2) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 3) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente.
- 4) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 5) Reflète les ajustements pour tenir compte des redevances qui ne sont pas liées aux produits tirés du pétrole brut.
- 6) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Norvège (jusqu'au quatrième trimestre de 2019) et en Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 8) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 9) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle et l'incidence de la dépréciation des stocks.
- 10) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.

- 11) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.
- 12) Afin de refléter les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique qui se rapproche de la marge brute réalisée sur cinq barils de pétrole brut de différentes qualités, lesquels sont raffinés pour produire deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte tenu des activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente de la Société, mais compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit est tributaire de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier constitue une estimation et rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur brute est influencée par les cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

#### **Notes explicatives**

- \* Les lecteurs sont avisés que les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables entre elles et aux mesures semblables calculées par d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les entités et de leur choix respectif de méthodes comptables.

#### **Abréviations**

b	–	baril
b/j	–	barils par jour
kb	–	milliers de barils
kb/j	–	milliers de barils par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
kbep	–	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	–	milliers de barils équivalent pétrole par jour
WTI	–	West Texas Intermediate
SYN	–	cours de référence du pétrole brut synthétique
WCS	–	Western Canadian Select

#### **Conversion au système métrique**

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils



Suncor Energy Inc.  
150 – 6 Avenue S.W., Calgary, Alberta, Canada T2P 3E3  
T : 403-296-8000  
[Suncor.com](http://Suncor.com)