

# Rapport aux actionnaires pour le deuxième trimestre de 2021

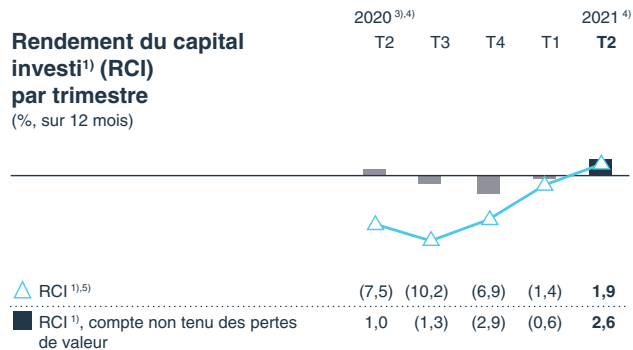
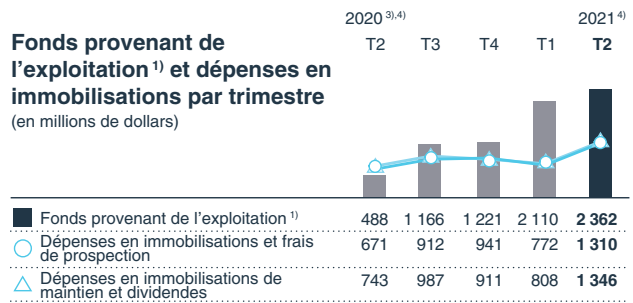
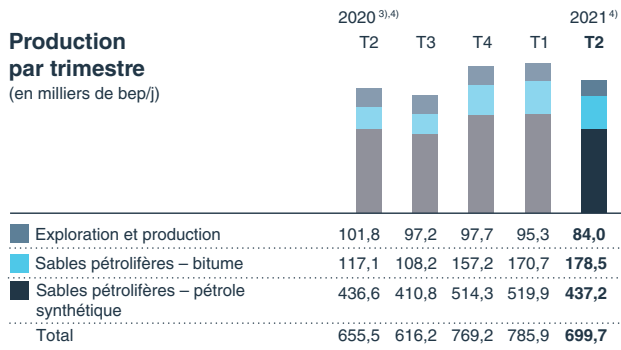
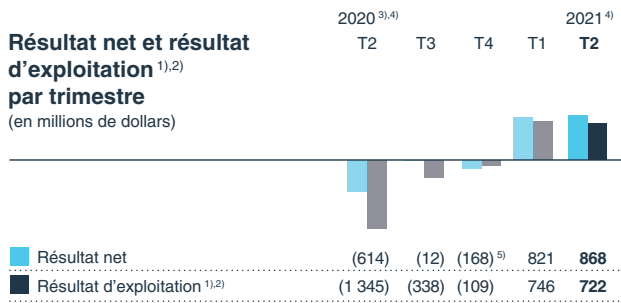


Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour les volumes de production liés aux activités de la Société en Libye, qui sont présentés 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 juillet 2021. 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.

« Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation de 2,4 G\$ au cours du trimestre tout en réalisant d'importants travaux de maintenance dans les secteurs en amont et en aval, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. La génération de trésorerie plus élevée nous a permis d'augmenter le rendement des actionnaires d'environ 1,0 G\$, ce qui représente environ 40 % de nos fonds provenant de l'exploitation et nous visons une réduction de la dette au cours du second semestre de l'exercice, conformément à notre stratégie de répartition du capital annoncée précédemment. »

- Les fonds provenant de l'exploitation <sup>1)</sup> ont augmenté pour s'établir à 2,362 G\$ (1,57 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 488 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Suncor a enregistré des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 2,086 G\$ (1,39 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation de 768 M\$ (0,50 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a inscrit un bénéfice d'exploitation <sup>1),2)</sup> de 722 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,345 G\$ (0,88 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a déclaré un bénéfice d'exploitation de 868 M\$ (0,58 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, contre une perte nette de 614 M\$ (0,40 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La production en amont totale de Suncor s'est accrue pour atteindre 699 700 barils équivalent pétrole (« bep/j ») au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 655 500 bep/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent, grâce à l'importante production du secteur Sables pétrolifères, notamment les volumes de production records issus des activités *in situ*, en partie contrebalancée par l'incidence des travaux de révision planifiés à Syncrude.
- D'importants travaux de révision ont été menés à terme à Syncrude, à Buzzard et dans l'ensemble des raffineries de la Société au deuxième trimestre de 2021. Cette dernière a bouclé le trimestre avec un taux d'utilisation des raffineries avoisinant les 94 % et, avec la reprise de la production à Syncrude et à Buzzard, la Société est sur la bonne voie pour connaître un excellent deuxième semestre.
- La demande d'essence et de diesel enregistrée au Canada au deuxième trimestre de 2021 est estimée être inférieure de 13 % <sup>3)</sup> à celle de la période correspondante de 2019 précédant l'éclosion de la COVID-19 en raison du maintien des restrictions liées à la pandémie à l'échelle du Canada. La levée de nombreuses restrictions en juillet a entraîné une reprise de la demande d'essence et de diesel, qui est estimée être de 6 % <sup>3)</sup> sous le taux enregistré pour la période correspondante de 2019.
- La Société a dévoilé sa stratégie mise à jour visant à accroître les redistributions aux actionnaires tout en accélérant la réalisation de ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), en développant ses activités dans le domaine des carburants à faible émission de GES, de l'électricité et de l'hydrogène, en maintenant et en optimisant ses activités de base et en transformant son bilan carbone afin de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2050.
- De concert avec quatre partenaires sectoriels qui produisent 90 % du pétrole tiré des sables pétrolifères au Canada, Suncor a annoncé l'Initiative pour les sables bitumineux carboneutres, dont le but est de réduire, en collaboration avec les gouvernements fédéral et albertain, la production nette de GES des entreprises provenant de l'exploitation des sables pétrolifères pour la ramener à zéro d'ici 2050.
- Au deuxième trimestre de 2021, Suncor a maintenu ses efforts visant à maximiser les redistributions aux actionnaires en procédant au rachat d'environ 23 millions d'actions ordinaires pour un montant de 643 M\$ dans le cadre de son programme de rachat d'actions et en versant 315 M\$ de dividendes. Les rachats d'actions effectués au cours du trimestre représentent 1,5 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2021. Depuis le lancement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») en février 2021, la Société a racheté environ 35 millions d'actions ordinaires, pour un montant de 961 M\$, à un cours moyen de 27,47 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 2,3 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2021.
- Après la clôture du deuxième trimestre de 2021, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé l'augmentation des rachats d'actions ordinaires par la Société, qui passeront à environ 5 % des actions ordinaires de la Société en circulation au 31 janvier 2021. Parallèlement, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté une demande présentée par Suncor concernant son intention d'augmenter d'environ 5 % le nombre maximal d'actions ordinaires qu'elle peut racheter dans le cadre de son offre publique de rachat. Cette intensification du programme de rachat d'actions témoigne de la confiance qu'inspirent à la direction la capacité de la Société à dégager de la trésorerie et son engagement à redistribuer celle-ci aux actionnaires.

- 1) Les fonds provenant de l'exploitation et le résultat d'exploitation 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 rapport de gestion.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Sources : IHS Markit et Statistique Canada.



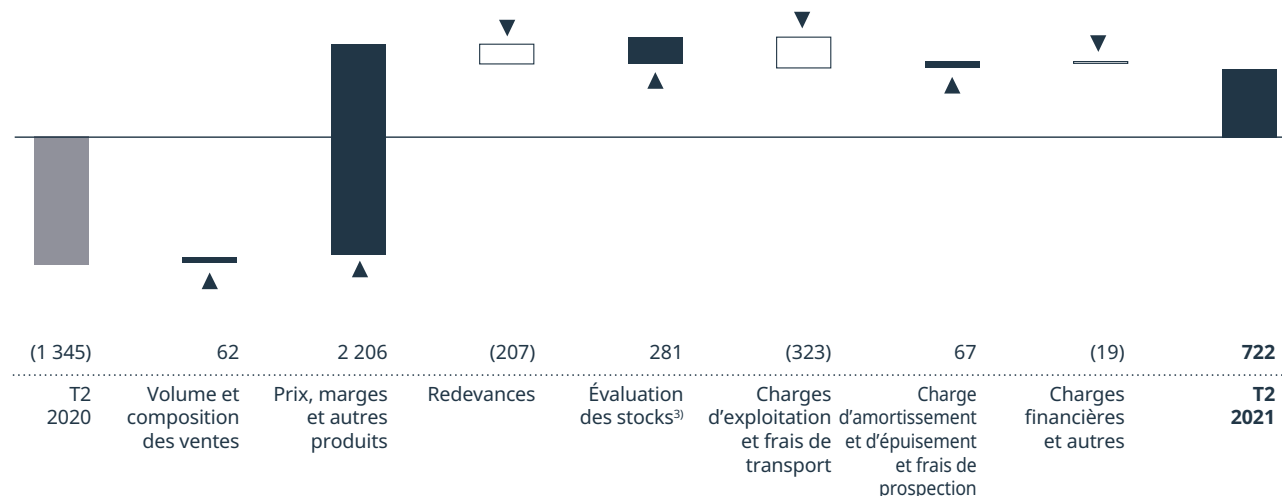
- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 7 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Comprend l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2020.
- 4) Comprend l'incidence de la pandémie de COVID-19 pour toutes les périodes présentées.
- 5) Comprend des pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019, des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 et des pertes de valeur de 423 M\$ après impôt pour le quatrième trimestre de 2020.

## Résultats financiers

### Résultat d'exploitation

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation de 722 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,345 G\$ (0,88 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2021, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont augmenté considérablement par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui reflétaient l'incidence de la baisse sans précédent de la demande de carburant de transport attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID 19 et la hausse de l'offre de pétrole brute de l'OPEP+. L'amélioration du contexte commercial au deuxième trimestre de 2021 s'est également traduite par un profit net découlant de l'évaluation des stocks, ce qui rend compte d'un profit lié à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») découlant de l'augmentation de la valeur des charges d'alimentation des raffineries. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances et des charges d'exploitation découlant de l'accroissement de la production de Suncor au deuxième trimestre de 2021 et rend compte des coûts moindres engagés au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mesures spécifiques prises par la Société pour réduire les charges d'exploitation en réponse à la pandémie de COVID-19.

## Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation <sup>1), 2)</sup> (en millions de dollars)



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et à la partie réalisée des 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 un bénéfice net de 868 M\$ (0,58 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 614 M\$ (0,40 \$ 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, le bénéfice net du deuxième trimestre de 2021 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 156 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte latente après impôt de 10 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques. La perte nette du deuxième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 478 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte latente après impôt de 144 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques.

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

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 2,362 G\$ (1,57 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 488 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2020. Les fonds provenant de l'exploitation ont subi l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, compte tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, se sont chiffrées à 2,086 G\$ (1,39 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, comparativement à des sorties de trésorerie liées aux activités d'exploitation 768 M\$ (0,50 \$ 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 sortie de trésorerie liée au solde du fonds de roulement de la Société au cours de ces deux périodes. La sortie de trésorerie du deuxième trimestre de 2021 découle essentiellement de l'augmentation de la production et des prix des marchandises à la clôture du trimestre, ce qui a donné lieu à une hausse des soldes des créances et des stocks, facteurs en partie contrebalancés par une diminution des soldes de l'impôt sur le résultat à recevoir en raison de la réception d'une partie du remboursement d'impôt de la Société pour 2020.

## Résultats d'exploitation

La production en aval totale de Suncor s'est accrue pour s'établir à 699 700 bep/j au deuxième trimestre de 2021, contre 655 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte de l'importante production dans le secteur Sables pétrolifères au cours du trimestre, atténuée par l'incidence des travaux de maintenance planifiés à Syncrude. La baisse importante de la demande de pétrole brut attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19 a eu une incidence sur le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société a augmenté au deuxième trimestre de 2021 pour s'établir à 437 200 b/j, contre 436 600 b/j au deuxième trimestre de 2020. L'excellent rendement des activités d'exploitation minière et de valorisation menées à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères s'est traduit par un taux d'utilisation des installations de valorisation de 96 %, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. À Syncrude, les résultats des deux périodes ont pâti des travaux de maintenance planifiés qui y ont été menés. Une fois ces travaux achevés au deuxième trimestre de 2021, Syncrude a toutefois pu accélérer la cadence de production jusqu'à atteindre la capacité nominale après la clôture du trimestre. En raison des répercussions de la pandémie de COVID-19 dans la région de Fort McMurray, la Société a échelonné ses travaux de maintenance planifiés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et à Syncrude, de sorte que les travaux de maintenance planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ont été reportés au troisième trimestre de 2021. Cette décision a favorisé l'achèvement sûr et efficace des travaux de révision à Syncrude et réduit au minimum le dédoublement des tâches entre les deux établissements. Le report des travaux de révision à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ne devrait pas nuire aux volumes de production annuels et a été pris en compte dans les prévisions de la Société pour 2021. Suncor continue à collaborer avec la communauté de Fort McMurray, les divers ordres de gouvernement et d'autres intervenants sectoriels pour accélérer les tests de dépistage et la campagne de vaccination dans la région.

La production de bitume non valorisé de la Société a augmenté pour s'établir à 178 500 b/j au deuxième trimestre de 2021, contre 117 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent et, pour un deuxième trimestre consécutif, elle rend compte de la meilleure production trimestrielle issue des activités *in situ* de l'histoire de la Société. Au cours du trimestre, la croissance de la production de bitume non valorisé mis sur le marché a été soutenue par la grande efficacité des activités minières à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, qui a fait en sorte que l'installation de valorisation a utilisé moins de volumes provenant de Firebag et plus de volumes provenant du secteur Sables pétrolifères. À MacKay River, la production du deuxième trimestre de l'exercice précédent avait été touchée par un arrêt survenu à la fin de 2019.

La production du trimestre à Fort Hills rend compte du changement précédemment annoncé dans la stratégie de cadence de production des activités minières. Cette stratégie vise essentiellement à grossir les stocks de minerai afin d'avoir des quantités de minerai suffisantes pour faire fonctionner l'usine à 90 % de sa capacité nominale dans le cadre d'une exploitation à deux trains d'extraction primaire. À la clôture du trimestre, l'accumulation des stocks de minerai était moins élevée que prévu en raison d'un accès plus restreint qu'attendu à de l'équipement ou à de la main-d'œuvre contractuels. L'accès à des ressources supplémentaires s'est amélioré et nous prévoyons atteindre la capacité attendue de l'entrepreneur d'ici août 2021. Après la clôture du trimestre, une instabilité de la pente sur le flanc sud de la mine, là où se trouve la plupart du minerai exposé, nécessitera le retrait de morts-terrains plus tôt que prévu afin de pouvoir accéder complètement au minerai exposé et pour maintenir l'intégrité de la pente. Ces travaux sont en cours et devraient être achevés d'ici la clôture de 2021. Par conséquent, Fort Hills prévoit maintenir les niveaux de productions actuels pour le reste de l'exercice et effectuer le passage à deux trains d'extraction primaire vers la fin de 2021 pour atteindre la capacité nominale au début de 2022. Les perspectives annuelles pour 2021 au titre de la production et des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ont été mises à jour pour refléter ces modifications.

La production du secteur Exploration et production (« E&P ») s'est repliée, passant de 101 800 bep/j au cours du deuxième trimestre de 2020 à 84 000 bep/j au cours du deuxième trimestre de 2021, du fait surtout des activités de maintenance majeures planifiées à Buzzard et de la déplétion naturelle. Les résultats des deux périodes ont pâti de l'absence de production provenant de Terra Nova, l'actif étant hors service depuis le quatrième trimestre de 2019. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a annoncé que les copropriétaires de l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et du gisement Terra Nova connexe ont conclu un accord de visant à restructurer la propriété du projet et à fournir un financement à court terme pour poursuivre le développement du projet de prolongation de la durée de vie de l'actif, une décision quant à l'approbation étant attendue au troisième trimestre de 2021. L'accord est assujéti aux modalités définitives et à l'approbation de toutes les parties à l'accord et dépend de la redevance et du soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador annoncés précédemment.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 325 300 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 70 % au deuxième trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 350 400 b/j et un taux d'utilisation de 76 % au deuxième trimestre de 2020, ce qui reflète les travaux de révision planifiés menés au cours du trimestre à l'étude et les taux réduits en réponse à la baisse de la demande découlant de la pandémie de COVID-19 au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a achevé les travaux de révision pour l'exercice dans toutes ses raffineries, ce qui lui a permis de terminer le trimestre avec un taux d'utilisation des raffineries d'environ 94 %. Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 463 300 b/j au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 438 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la demande accrue pour des produits raffinés et d'un prélèvement sur les stocks de produits puisque nous avons stratégiquement constitué des stocks en vue d'importants travaux de révision planifiés et d'une amélioration du contexte commercial. Avec l'achèvement des travaux de révision dans l'ensemble des raffineries de la Société et la levée progressive des restrictions liées à la COVID-19, la Société est bien positionnée pour dégager de meilleures marges au cours du deuxième semestre de l'exercice, la demande intérieure continuant à se redresser pour atteindre les niveaux d'avant la pandémie.

« Au cours du premier semestre de 2021, nous avons obtenu une excellente production de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères aux fins des installations minières et de valorisation en plus d'atteindre une production inégalée deux trimestres consécutifs aux installations *in situ*, ce qui nous a permis d'afficher le meilleur début d'exercice en ce qui a trait aux activités du

secteur Sables pétroliers dans l'histoire de la Société, a déclaré Mark Little. Au cours du trimestre, nous avons achevé les activités de maintenance majeures à Syncrude et dans l'ensemble de nos raffineries. Après le trimestre, nous avons accéléré la cadence de production de nos actifs et nous sommes bien positionnés pour connaître un remarquable second semestre de 2021. »

Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société s'est accru pour atteindre 2,720 G\$ au deuxième trimestre de 2021, par rapport à 2,129 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent du fait de la hausse de la production à l'usine de base du secteur Sables pétroliers et des travaux de maintenance planifiés plus nombreux menés de façon simultanée avec les activités de maintenance majeures planifiées à Syncrude. Ces charges ont été atténuées par une réduction des coûts des projets liés à la technologie et à la transformation numériques. La hausse de la production au cours du trimestre s'est traduite par des coûts absolus plus élevés mais des charges d'exploitation décaissées par baril<sup>1)</sup> moindres dans les activités du secteur Sables pétroliers, malgré une importante augmentation des prix du gaz naturel par rapport à l'exercice précédent. Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du trimestre de l'exercice précédent reflétait des coûts moins élevés en raison des mesures spécifiques prises par la Société pour réduire les charges d'exploitation dans le contexte de la pandémie de COVID-19. La Subvention salariale d'urgence du Canada a également eu une incidence favorable.

## Mise à jour concernant la stratégie

En mai, Suncor a tenu sa Journée des investisseurs afin de présenter les perspectives à moyen terme de la Société, de faire le point sur les progrès réalisés à ce jour en ce qui a trait à sa cible de 2,15 G\$ en matière de flux de trésorerie disponibles<sup>1)</sup> supplémentaires et de discuter d'autres objectifs stratégiques. À court terme, la Société entend poursuivre la mise en œuvre de ses plans visant à réduire de manière structurelle ses coûts de base et à améliorer sa productivité, notamment en assurant la transition en douceur du rôle d'exploitant de Syncrude et la poursuite de la transformation numérique de Suncor. Une fois que le rôle d'exploitant de Syncrude sera transféré, des synergies brutes d'environ 100 M\$ sont attendues pour les propriétaires de la coentreprise au cours des six premiers mois, en plus d'un montant additionnel de 200 M\$ jusqu'en 2022-2023. S'appuyant sur les réalisations de 2020, notamment la gestion des goulots d'étranglement et des résidus miniers, les initiatives en 2021, comme l'optimisation de la mine et des projets numériques, technologiques et de traitement, devraient contribuer à atteindre l'objectif de la Société de 2,15 G\$ en flux de trésorerie disponibles supplémentaires.

Suncor a également annoncé son nouvel objectif stratégique de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2050 (à l'égard des émissions produites par l'exploitation de ses installations, y compris celles dans lesquelles elle a une participation directe) et de contribuer substantiellement aux efforts de la collectivité afin d'atteindre la carboneutralité. Bien que Suncor continuera de collecter et de déclarer des données sur l'intensité des émissions, la Société a établi un objectif à court terme plus ambitieux afin de mieux s'aligner sur son objectif d'atteindre la carboneutralité et pour présenter plus clairement les progrès : Suncor vise une réduction annuelle des émissions de 10 mégatonnes dans l'ensemble de sa chaîne de valeur d'ici 2030. Suncor prévoit réaliser cet objectif en diminuant les émissions découlant de ses activités de base, en investissant dans des entreprises et des technologies rentables à faibles émissions, en prenant des mesures qui réduisent les émissions d'autrui et en misant sur des mesures de compensation à l'extérieur de ses activités. En outre, Suncor, de concert avec Canadian Natural Resources, Cenovus Energy, Imperial Oil et MEG Energy, qui exploitent ensemble 90 % de la production de sables bitumineux, ont annoncé l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres. L'objectif de cette alliance est de collaborer avec les gouvernements fédéral et albertain afin de réduire à zéro la production nette de GES provenant de l'exploitation des sables bitumineux d'ici 2050. L'initiative explorera plusieurs voies parallèles pour s'attaquer aux émissions de GES, notamment la création d'un réseau de captage, d'utilisation et de stockage du carbone relié à un centre de séquestration du carbone et permettre à des projets multisectoriels de se raccorder à cette conduite, en plus de la mise en place d'autres technologies de prochaine génération.

Les nouveaux objectifs stratégiques et cibles de réduction des émissions de GES en nombre absolu de Suncor seront appuyés par des investissements réfléchis et rentables qui font partie des capacités fondamentales de la Société ou qui sont en synergie avec celles-ci. Cela comprend les investissements dans la centrale de cogénération à l'usine du secteur Sables pétroliers et le projet de parc éolien Forty Mile, qui devraient générer des rendements à moyen terme. De plus, au cours du deuxième trimestre de 2021, Suncor et ATCO Ltd. ont annoncé un partenariat dans un projet potentiel de production d'hydrogène propre de calibre mondial qui sera mis au point en Alberta, au Canada. Une décision quant à l'approbation du projet est attendue en 2024 et l'installation pourrait entrer en service dès 2028, à condition d'avoir l'approbation des organismes de réglementation et le soutien fiscal requis pour assurer sa viabilité économique.

La Société a également publié récemment son Rapport sur le développement durable 2021 et son Rapport climat 2021 qui soulignent 25 ans d'effort en vue d'améliorer la performance en matière de durabilité et d'optimiser la transparence et la présentation de l'information. Les détails sur les nouveaux objectifs de réduction des émissions de GES de Suncor peuvent être consultés sur le site [sustainability.suncor.com/fr](https://sustainability.suncor.com/fr).

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 rapport de gestion.

« Nous poursuivons nos progrès en vue d'être la plus importante société énergétique du Canada – nous concentrons nos efforts sur l'augmentation du rendement des actionnaires tout en accélérant la réduction des émissions de GES, a déclaré M. Little. Notre stratégie optimisera la valeur de nos activités fondamentales, améliorera leur efficacité et la rentabilité du capital, en plus de favoriser des investissements rentables considérables dans l'expansion des activités énergétiques, lesquels contribueront à accroître les flux de trésorerie disponibles. Cet équilibre sera essentiel pour accroître le rendement de nos actionnaires, solidifier notre bilan et abaisser considérablement les émissions de GES d'ici 2030 afin d'être carboneutre d'ici 2050. »

La mise à jour de la stratégie et les progrès réalisés à l'égard des objectifs de réduction des émissions de GES de la Société continueront d'être soutenus par une discipline financière. La Société a fixé un plafond annuel au titre du total des dépenses en immobilisations de 5 G\$, y compris la réduction des dépenses en immobilisations de maintien et des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques, pour soutenir ses activités de base tout en investissant dans l'expansion de ses activités énergétiques et en approfondissant ses activités à faibles émissions de carbone. À moyen terme, Suncor prévoit affecter environ 10 % de son budget annuel d'immobilisations (environ 500 M\$ par année) à des investissements visant à faire progresser son offre d'énergie à faibles émissions de carbone.

La Société prévoit affecter des fonds supplémentaires aux rendements des actionnaires au moyen de dividendes et de rachats d'actions, ainsi qu'à la réduction de la dette puisque la Société cible une dette nette absolue, compte tenu des contrats de location, de 12 à 15 G\$ d'ici 2025. Les dividendes devraient augmenter au même rythme que la croissance de 2,15 G\$ des flux de trésorerie disponibles supplémentaires, et les flux de trésorerie disponibles supplémentaires seront affectés au rachat d'actions.

Afin d'accélérer l'atteinte de ces objectifs de réduction de la dette, en 2021, la Société à l'intention d'affecter les deux tiers de ses flux de trésorerie disponibles annuels, après dividendes, à la réduction de la dette, et le tiers, à des rendements en trésorerie pour les actionnaires au moyen de rachats d'actions. Au deuxième trimestre de 2021, la Société a redistribué 958 M\$ aux actionnaires, dont 643 M\$ en rachats d'actions ordinaires et 315 M\$ en dividendes versés. Depuis la mise en place du programme de rachat d'actions dans le cours normal des activités en février 2021, la Société a racheté 961 M\$ d'actions ordinaires, ce qui représente environ 35 millions d'actions ordinaires à un prix moyen de 27,47 \$ l'action ordinaire, ou l'équivalent de 2,3 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021.

Après le deuxième trimestre de 2021, le conseil a approuvé une augmentation du programme de rachat d'actions de la Société, le faisant passer à environ 5 % des actions ordinaires en circulation de la Société au 31 janvier 2021. Au même moment, la TSX a accepté un avis visant à augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires que la Société peut racheter aux termes de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités à environ 5 %. L'intensification du programme de rachat d'actions témoigne de la confiance qu'inspirent à la direction la capacité de la Société à dégager de la trésorerie et son engagement à redistribuer celle-ci aux actionnaires.

Après le 30 juin 2021, l'entente de la Société visant la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle a été acceptée par les actionnaires de l'acheteur selon le respect des conditions financières. La date de prise d'effet de la vente est le 1<sup>er</sup> janvier 2021 pour un produit brut de 325 M\$ US et une contrepartie conditionnelle de 50 M\$ US avant les ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture. La réalisation de la vente est prévue au troisième trimestre de 2021.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Résultat net	<b>868</b>	(614)	<b>1 689</b>	(4 139)
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(156)</b>	(478)	<b>(337)</b>	543
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques <sup>2)</sup>	<b>10</b>	144	<b>(10)</b>	32
Charge de restructuration <sup>3)</sup>	—	—	<b>126</b>	—
Dépréciation d'actifs <sup>4)</sup>	—	—	—	1 798
Incidence de la réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation <sup>5)</sup>	—	(397)	—	—
<b>Résultat d'exploitation <sup>1), 2)</sup></b>	<b>722</b>	(1 345)	<b>1 468</b>	(1 766)

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Représente la charge de restructuration du secteur Siège social comptabilisée au premier trimestre de 2021.
- 4) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétroliers, 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.
- 5) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétroliers, une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures après impôt de 177 M\$ dans le but de les ramener à leur valeur nette de réalisation et a comptabilisé, dans le secteur R&C, une réduction de valeur des stocks de 220 M\$ après impôt par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable aux mesures prises pour freiner la propagation de la COVID-19. Le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation du premier trimestre de 2020 ne tiennent pas compte de l'intégralité de la réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures après impôt de 397 M\$. Ce montant a été réalisé dans le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2020 lorsque le produit a été vendu.

## Perspectives de la Société

Suncor a révisé ses perspectives à l'égard des hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 63,00 \$ US/b à 68,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 60,00 \$ US/b à 65,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty est passé de 48,00 \$ US/b à 52,00 \$ US/b, la marge de craquage 2-1-1 au port de New York est passée de 17,00 \$ US/b à 18,00 \$ US/b et le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 2,50 \$/GJ à 3,50 \$/GJ, à la suite d'améliorations dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. En raison de ces mises à jour, la fourchette de la charge d'impôt exigible pour l'exercice complet est passée de 1,0 G\$ à 1,3 G\$ à une fourchette de 1,2 G\$ à 1,5

Par ailleurs, la fourchette de production à Fort Hills a été revue à la baisse, pour être ramenée de 65 000 à 85 000 b/j à 45 000 à 55 000 b/j afin de tenir compte des travaux supplémentaires nécessaires pour maintenir l'intégrité de la pente sur le flanc sud de la mine. Ainsi, les charges d'exploitation décaissées par baril à Fort Hills ont passé d'une fourchette de 25,00 à 29,00 \$ à une fourchette de 37,00 à 42,00 \$.

Suncor a également modifié la répartition des dépenses d'investissement entre ses secteurs d'activités pour refléter la baisse des dépenses dans les projets sur la côte Est du Canada dans le secteur E&P, contrebalancée par des travaux de révision additionnels dans le secteur R&C. Ainsi, les perspectives à l'égard des dépenses d'investissement dans les activités en amont du secteur E&P ont été revues à la baisse, pour être ramenées de 350 à 450 M\$ à 300 à 400 M\$, alors que les perspectives à l'égard des dépenses d'investissement dans les activités en aval sont passées de 700 à 800 M\$ à 750 à 850 M\$. La fourchette globale des dépenses d'investissement de la société est demeurée inchangée.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2021, 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).

## Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après le deuxième trimestre de 2021, Suncor a reçu l'approbation de la TSX en vue de modifier son offre publique de rachat existante à compter de la fermeture des marchés le 30 juillet 2021 visant le rachat d'actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis modifié prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022 de 44 000 000 actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021 à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat n'a été modifiée.

Entre le 8 février 2021 et le 26 juillet 2021, Suncor a racheté sur le marché libre, aux termes de l'offre publique de rachat, des actions ordinaires d'une valeur d'environ 1,142 G\$, ce qui représente 41 501 992 actions ordinaires. Aux termes de l'offre publique de rachat (dans sa version modifiée), Suncor a convenu qu'elle ne rachèterait pas plus de 76 250 000 actions ordinaires.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui pourraient être rachetées et le calendrier des rachats seront déterminés par Suncor. Suncor estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente une occasion de placement intéressante et est dans l'intérêt supérieur de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'attribuer de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie de croissance à long terme.

## 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 juillet 2021

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 2020, daté du 24 février 2021 (le « rapport de gestion annuel de 2020 »).

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021 doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et à son rapport de gestion annuel de 2020.

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 24 février 2021 (la « notice annuelle de 2020 »), 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 (collectivement, les 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. Pour plus de transparence, Suncor Énergie Inc. n'exploite pas ni ne détient directement d'actifs aux États-Unis.

## Table des matières

1. Mises en garde	10
2. Faits saillants du deuxième trimestre	11
3. Information financière consolidée	13
4. Résultats sectoriels et analyse	19
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	32
6. Situation financière et situation de trésorerie	34
7. Données financières trimestrielles	38
8. Autres éléments	40
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	42
10. Abréviations courantes	48
11. Énoncés prospectifs	49

# 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.

Au premier trimestre de 2021, la Société a revu la présentation de ses charges, et les frais de transport qui étaient auparavant inclus dans le poste « Transport » sont maintenant inscrits dans le poste « Frais de transport et de distribution ». Elle a aussi reclassé des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dans les frais de transport et de distribution afin de mieux refléter la nature de ces charges. Ce changement n'a aucune incidence sur le résultat net, et les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour de manière à le refléter.

## 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 brutes 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 brutes 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 2020 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 ».

## Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi<sup>3</sup>e de gaz naturel, en supposant que six kpi<sup>3</sup> 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<sup>3</sup>e, 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<sup>3</sup> de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

## Abréviations courantes

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

## 2. Faits saillants du deuxième trimestre

### • Résultats financiers du deuxième trimestre

- Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation <sup>1), 2)</sup> de 722 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,345 G\$ (0,88 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2021, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui reflétaient l'incidence de la baisse sans précédent de la demande de carburant de transport attribuable aux répercussions de la pandémie COVID-19 et la hausse de l'offre de l'OPEP+. L'amélioration du contexte commercial au deuxième trimestre de 2021 s'est également traduite par un profit net découlant de l'évaluation des stocks, ce qui rend compte d'un profit lié à la méthode du premier entré, premier sortie (« méthode PEPS ») découlant de l'augmentation de la valeur des charges d'alimentation des raffineries. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances et des charges d'exploitation découlant de l'accroissement de la production de Suncor au deuxième trimestre de 2021 et rend compte des coûts moindres engagés au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mesures spécifiques prises par la Société pour réduire les charges d'exploitation en réponse à la pandémie de COVID-19.
- Suncor a inscrit un bénéfice net de 868 M\$ (0,58 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 614 M\$ (0,40 \$ 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, le bénéfice net du deuxième trimestre de 2021 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 156 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte latente après impôt de 10 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques. La perte nette du deuxième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 478 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte latente après impôt de 144 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques.
- Les fonds provenant de l'exploitation <sup>1)</sup> se sont établis à 2,362 G\$ (1,57 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 488 M\$ (0,32 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2020. Les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Suncor a enregistré des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 2,086 G\$ (1,39 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de flux de trésorerie affectés aux activités d'exploitation de 768 M\$ (0,50 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2020. En plus des facteurs qui sont mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au deuxième trimestre de 2021 et de 2020. La sortie de trésorerie du deuxième trimestre de 2021 découle essentiellement d'une hausse de la production et des cours des marchandises à la clôture du trimestre, ce qui a donné lieu à une hausse des soldes des créances et des stocks, qui a été partiellement contrebalancée par une diminution des soldes d'impôt sur le résultat à recevoir liée à la réception d'une partie du remboursement d'impôt sur le résultat de la Société pour 2020.
- **Production *in situ* record.** La production en amont totale de Suncor s'est accrue pour atteindre 699 700 barils équivalent pétrole (« bep/j ») au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 655 500 bep/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent, grâce à l'importante production du secteur Sables pétrolifères, notamment les volumes de production records issus des activités *in situ*, en partie contrebalancée par l'incidence des travaux de révision planifiés à Syncrude.
- **La Société est en bonne position pour connaître un excellent deuxième semestre de 2021.** D'importants travaux de révision ont été menés à terme à Syncrude, à Buzzard et dans l'ensemble des raffineries de la Société au deuxième trimestre de 2021. Cette dernière a bouclé le trimestre avec un taux d'utilisation des raffineries avoisinant les 94 % et, avec la reprise de la production à Syncrude et à Buzzard, la Société est sur la bonne voie pour connaître un excellent deuxième semestre.
- **La demande en aval se redresse.** La demande d'essence et de diesel enregistrée au Canada au deuxième trimestre de 2021 est estimée être inférieure de 13 % <sup>3)</sup> à celle de la période correspondante de 2019 précédant l'éclosion de la COVID-19 en raison du maintien des restrictions liées à la pandémie à l'échelle du Canada. La levée de nombreuses restrictions en juillet a entraîné une reprise de la demande d'essence et de diesel, qui est estimée être de 6 % <sup>3)</sup> sous le taux enregistré pour la période correspondante de 2019.

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

2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

3) Sources : IHS Markit et Statistique Canada.

- **La Société a présenté sa stratégie mise à jour.** La Société a dévoilé sa stratégie mise à jour visant à accroître les redistributions aux actionnaires tout en accélérant la réalisation de ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), en développant ses activités dans le domaine des carburants à faible émission de GES, de l'électricité et de l'hydrogène, en maintenant et en optimisant ses activités de base et en transformant son bilan carbone afin de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2050.
- **La Société a annoncé une alliance visant à réduire les émissions dans l'ensemble du secteur canadien de l'exploitation des sables pétrolifères.** De concert avec quatre partenaires sectoriels qui produisent 90 % du pétrole tiré des sables pétrolifères au Canada, Suncor a annoncé l'Initiative pour les sables bitumineux carboneutres, dont le but est de réduire, en collaboration avec les gouvernements fédéral et albertain, la production nette de GES des entreprises provenant de l'exploitation des sables pétrolifères pour la ramener à zéro d'ici 2050.
- **La Société a maximisé les redistributions aux actionnaires au cours du trimestre.** Au deuxième trimestre de 2021, Suncor a maintenu ses efforts visant à maximiser les redistributions aux actionnaires en versant 315 M\$ de dividendes et en procédant au rachat d'environ 23 millions d'actions ordinaires pour un montant de 643 M\$ dans le cadre de son programme de rachat d'actions. Les rachats d'actions effectués au cours du trimestre représentent 1,5 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2021. Depuis le lancement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») en février 2021, la Société a racheté environ 35 millions d'actions ordinaires, pour un montant de 961 M\$, à un cours moyen de 27,47 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 2,3 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2021.
- **La Société s'engage à accroître les rachats d'actions.** Après la clôture du deuxième trimestre de 2021, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé l'augmentation des rachats d'actions ordinaires par la Société, qui passeront à environ 5 % des actions de la Société en circulation au 31 janvier 2021. Parallèlement, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté une demande présentée par Suncor concernant son intention d'augmenter d'environ 5 % le nombre maximal d'actions ordinaires qu'elle peut racheter dans le cadre de son offre publique de rachat. Cette intensification du programme de rachat d'actions témoigne de la confiance qu'inspirent à la direction la capacité de la Société à dégager de la trésorerie et son engagement à redistribuer celle-ci aux actionnaires.

### 3. Information financière consolidée

#### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
<b>Résultat net</b>				
Sables pétrolifères	441	(1 019)	767	(2 972)
Exploration et production	250	(51)	413	(478)
Raffinage et commercialisation	375	269	1 082	214
Siège social et éliminations	(198)	187	(573)	(903)
<b>Total</b>	<b>868</b>	<b>(614)</b>	<b>1 689</b>	<b>(4 139)</b>
<b>Résultat d'exploitation <sup>1), 2)</sup></b>				
Sables pétrolifères	465	(1 148)	764	(1 596)
Exploration et production	250	(51)	413	(56)
Raffinage et commercialisation	361	145	1 075	246
Siège social et éliminations	(354)	(291)	(784)	(360)
<b>Total</b>	<b>722</b>	<b>(1 345)</b>	<b>1 468</b>	<b>(1 766)</b>
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation <sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	1 680	10	3 080	701
Exploration et production	411	309	696	482
Raffinage et commercialisation	581	475	1 543	699
Siège social et éliminations	(310)	(306)	(847)	(393)
<b>Total</b>	<b>2 362</b>	<b>488</b>	<b>4 472</b>	<b>1 489</b>
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(276)	(1 256)	(41)	(873)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>2 086</b>	<b>(768)</b>	<b>4 431</b>	<b>616</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection <sup>3)</sup></b>				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	1 015	410	1 488	1 149
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	295	261	594	804
<b>Total</b>	<b>1 310</b>	<b>671</b>	<b>2 082</b>	<b>1 953</b>

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
<b>Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires) <sup>1)</sup></b>	<b>1 016</b>	<b>(255)</b>	<b>2 318</b>	<b>(717)</b>

- Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 37 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021 et de 27 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020.

## Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique (kb/j)	<b>437,2</b>	436,6	<b>478,1</b>	470,1
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	<b>178,5</b>	117,1	<b>174,6</b>	121,8
Exploration et production (kbep/j)	<b>84,0</b>	101,8	<b>89,6</b>	105,8
Total (kbep/j)	<b>699,7</b>	655,5	<b>742,3</b>	697,7
Taux d'utilisation des raffineries (%)	<b>70</b>	76	<b>81</b>	85
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	<b>325,3</b>	350,4	<b>376,6</b>	394,9

## Résultat net

La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 868 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 614 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont entraîné le bénéfice d'exploitation dont il est question ci-après.

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

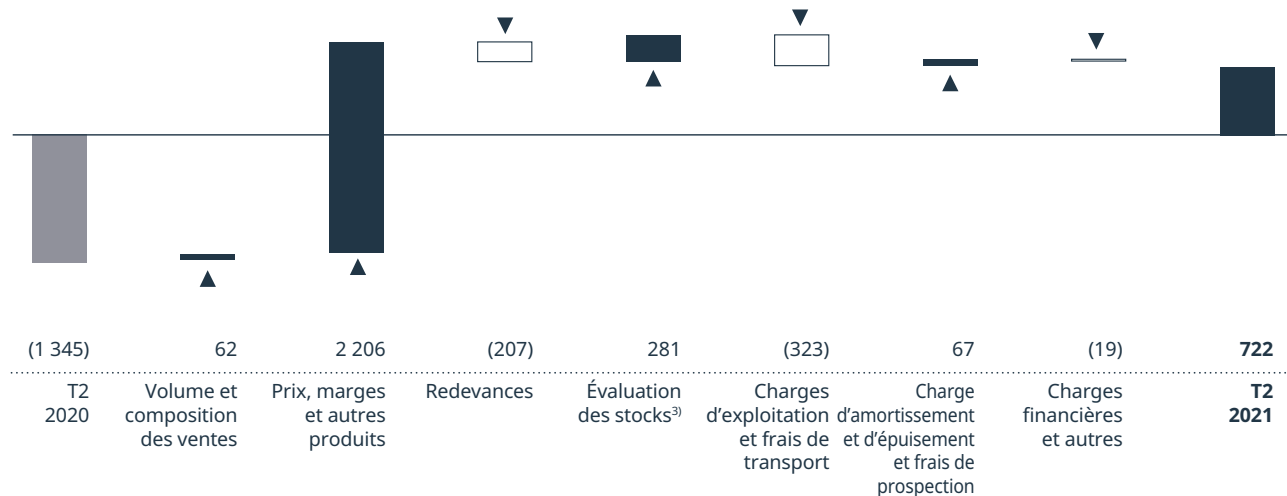
- La Société a inscrit un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 156 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 478 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020.
- La perte latente après impôt sur les activités de gestion des risques s'est établie à 10 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 144 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020.
- Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures de 177 M\$ après impôt dans le but de les ramener à leur valeur nette de réalisation et a comptabilisé, dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), une réduction de valeur des stocks de 220 M\$ après impôt par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable aux mesures prises pour atténuer l'incidence de la COVID-19. La réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures totalisant 397 M\$ après impôt, laquelle, au premier trimestre de 2020, n'était pas prise en compte dans le résultat d'exploitation ni dans les fonds provenant de l'exploitation, a été réalisée par le biais du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2020 lorsque le produit a été vendu.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Résultat net	<b>868</b>	(614)	<b>1 689</b>	(4 139)
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(156)</b>	(478)	<b>(337)</b>	543
(Perte latente) profit latent sur les activités de gestion des risques <sup>2)</sup>	<b>10</b>	144	<b>(10)</b>	32
Charge de restructuration <sup>3)</sup>	—	—	<b>126</b>	—
Dépréciation d'actifs <sup>4)</sup>	—	—	—	1 798
Incidence de la réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation <sup>5)</sup>	—	(397)	—	—
<b>Résultat d'exploitation <sup>1), 2)</sup></b>	<b>722</b>	<b>(1 345)</b>	<b>1 468</b>	<b>(1 766)</b>

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Représente la charge de restructuration du secteur Siège social comptabilisée au premier trimestre de 2021.
- 4) 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 Exploration et production (« 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.
- 5) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures de 177 M\$ après impôt dans le but de les ramener à leur valeur nette de réalisation et a comptabilisé, dans le secteur R&C, une réduction de valeur des stocks de 220 M\$ après impôt par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable aux mesures prises pour atténuer les répercussions de la COVID-19. La réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures totalisant 397 M\$ après impôt, laquelle, au premier trimestre de 2020, n'était pas prise en compte dans le résultat d'exploitation ni dans les fonds provenant de l'exploitation, a été réalisée par le biais du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2020 lorsque le produit a été vendu.

### Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation <sup>1), 2)</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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et aux activités de gestion du risque marchandises à court terme présentées dans le secteur R&C, et les modifications au profit intersectoriel éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation de 722 M\$ (0,48 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,345 G\$ (0,88 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2021, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont augmenté considérablement par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui reflétaient l'incidence de la baisse sans précédent de la demande de carburant de transport attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19 et la hausse de l'offre de l'OPEP+. L'amélioration du contexte commercial au deuxième trimestre de 2021 s'est également traduite par un profit net découlant de l'évaluation des stocks, ce qui rend compte d'un profit lié à la méthode PEPS découlant de l'augmentation de la valeur des charges d'alimentation des raffineries. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances et des charges d'exploitation découlant de l'accroissement de la production de Suncor au deuxième trimestre de 2021 et rend compte des coûts moindres engagés au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mesures spécifiques prises par la Société pour réduire les charges d'exploitation en réponse à la pandémie de COVID-19.

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Sables pétrolifères	<b>18</b>	8	<b>42</b>	(7)
Exploration et production	<b>2</b>	1	<b>5</b>	(1)
Raffinage et commercialisation	<b>10</b>	5	<b>25</b>	(4)
Siège social et éliminations	<b>34</b>	16	<b>79</b>	(20)
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	<b>64</b>	30	<b>151</b>	(32)

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour se chiffrer à 64 M\$ au deuxième trimestre de 2021, tandis qu'elle s'était chiffrée à 30 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la hausse plus importante du cours des actions de la Société observée au cours de la période.



## Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des semestres clos les	
		2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>66,05</b>	27,85	<b>61,95</b>	36,95
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	<b>68,85</b>	29,20	<b>64,85</b>	39,65
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>6,20</b>	2,70	<b>5,45</b>	9,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	<b>77,25</b>	30,20	<b>71,95</b>	41,10
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>54,60</b>	16,35	<b>50,00</b>	20,95
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>(11,45)</b>	(11,50)	<b>(11,95)</b>	(16,00)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	<b>0,35</b>	(4,55)	<b>(1,55)</b>	(3,60)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>66,40</b>	22,20	<b>62,20</b>	34,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,10</b>	2,00	<b>3,10</b>	2,00
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	<b>104,50</b>	29,90	<b>100,00</b>	48,45
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>20,35</b>	12,20	<b>18,00</b>	13,45
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>20,25</b>	6,75	<b>16,85</b>	8,25
Portland, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>24,55</b>	12,20	<b>20,20</b>	15,25
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>18,25</b>	9,00	<b>16,35</b>	11,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,81</b>	0,72	<b>0,80</b>	0,73
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,81</b>	0,73	<b>0,81</b>	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 reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

Au deuxième trimestre de 2021, les cours de référence pour le pétrole brut et les marges de craquage se sont améliorés par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, qui avaient été fortement influencés par une baisse sans précédent de la demande de carburant de transport en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19 et de l'augmentation de l'offre de pétrole brut de l'OPEP+.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux au deuxième trimestre de 2021 reflètent une hausse du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 66,05 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 27,85 \$ US/b au deuxième trimestre de 2020. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour s'établir à 77,25 \$/b au deuxième trimestre de 2021, alors qu'il était de 30,20 \$/b au deuxième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 54,60 \$ US/b au deuxième trimestre de 2021, alors qu'il était de 16,35 \$ US/b au deuxième trimestre de l'exercice précédent.

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

La Société met à profit son expertise commerciale et son réseau logistique pour optimiser la capacité de stockage de son infrastructure médiane sur la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui se reflète dans les prix qu'elle obtient pour le bitume et le pétrole brut synthétique sulfureux.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant des actifs des secteurs E&P Canada et E&P International est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir à 68,85 \$ US/b au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 29,20 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 2-1-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats. Les marges de craquage du marché sont établies en fonction des contrats cotés à un mois pour le WTI et les prix au comptant de l'essence et du diesel et ne reflètent pas nécessairement les marges obtenues dans une raffinerie donnée. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation obtenues par Suncor sont influencées par les coûts réels des charges d'alimentation en brut, la configuration de la raffinerie, la composition de l'assortiment de produits et les prix de marché obtenus dans le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor. Les marges de craquage de référence sont également influencées par les exigences réglementaires des États-Unis en matière de mélanges de carburants renouvelables, ce qui peut accroître leur volatilité, puisque leur calcul ne tient pas compte du coût de la conformité à la réglementation.

Afin de refléter plus fidèlement les marges brutes 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 calculée selon la valeur théorique de cinq barils de pétrole brut de différentes qualités raffinés pour produire chacun deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit, de manière à établir un rapprochement avec la combinaison unique de configurations de raffineries, de bruts disponibles et de produits de Suncor, ainsi que les avantages liés à l'emplacement, à la qualité et aux différences de teneur et aux marges de commercialisation. 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 non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit tient compte 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 applique un montant supplémentaire de 6,50 \$ US/b pour le premier et le quatrième trimestre et à 5,00 \$ US/b pour le deuxième et le troisième trimestre. Il 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 respectivement pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur du pétrole brut tient compte des cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi, conformément aux IFRS, d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où les produits sont vendus à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société sont également présentées selon la méthode DEPS, laquelle correspond à la manière dont les cours de référence du secteur et l'indice 5-2-2-1 de Suncor sont calculés et à la manière dont la direction évalue la performance.

Au deuxième trimestre de 2021, les marges de craquage de référence 2-1-1 au port de New York et à Chicago ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la demande accrue pour les carburants de transport et afin de compenser la hausse du coût de la conformité à la réglementation associée aux exigences réglementaires en matière de mélanges de carburants renouvelables. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 25,65 \$ US/b pour le deuxième trimestre de 2021, contre 19,00 \$ US/b pour le deuxième trimestre de 2020, en raison principalement de l'augmentation des marges de craquage de référence.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,10 \$ le kpi<sup>3</sup> au deuxième trimestre de 2021, en hausse comparativement à 2,00 \$ le kpi<sup>3</sup> au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les actifs du secteur Sables pétrolifères de Suncor et est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées applicables par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 104,50 \$/MWh au deuxième trimestre de 2021, a augmenté par rapport à celui de 29,90 \$/MWh enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien s'est raffermi au deuxième trimestre de 2021, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,81 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,72 \$ US pour un dollar canadien au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au deuxième trimestre de 2021 par rapport à ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 66 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains.

## 4. Résultats sectoriels et analyse

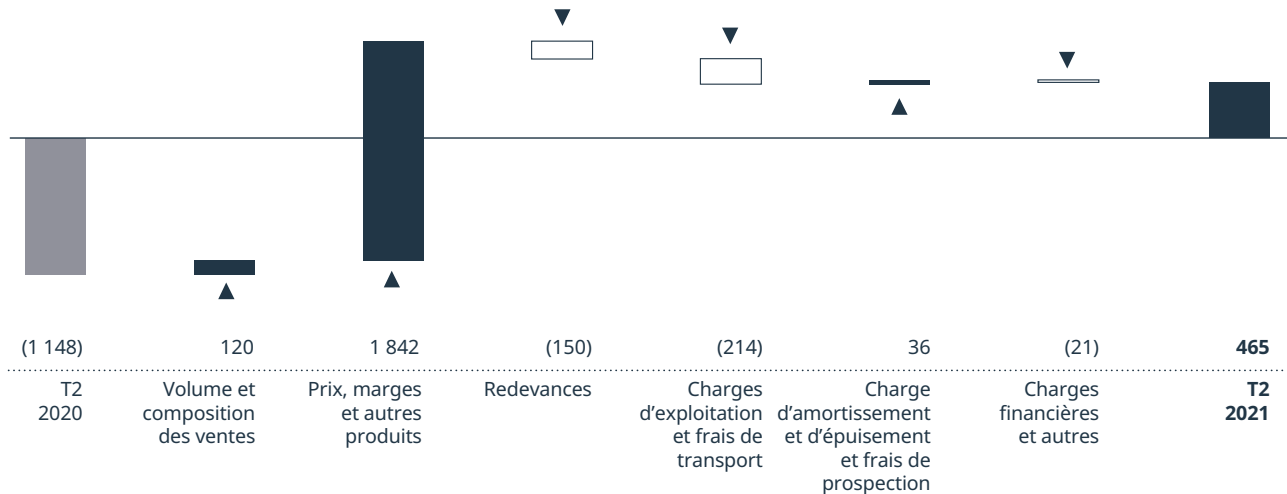
### Sables pétrolifères

#### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Produits bruts	<b>4 636</b>	1 652	<b>8 987</b>	4 969
Moins les redevances	<b>(220)</b>	(16)	<b>(378)</b>	(41)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	<b>4 416</b>	1 636	<b>8 609</b>	4 928
Résultat net	<b>441</b>	(1 019)	<b>767</b>	(2 972)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques <sup>1)</sup>	<b>24</b>	48	<b>(3)</b>	—
Pertes de valeur <sup>2)</sup>	—	—	—	1 376
Réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation <sup>3)</sup>	—	(177)	—	—
Résultat d'exploitation <sup>4)</sup>	<b>465</b>	(1 148)	<b>764</b>	(1 596)
Fonds provenant de l'exploitation <sup>4)</sup>	<b>1 680</b>	10	<b>3 080</b>	701

- 1) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 2) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills 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 aux modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production.
- 3) Au premier trimestre de 2020, le secteur Sables pétrolifères a comptabilisé une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures de 177 M\$ après impôt dans le but de les ramener à leur valeur nette de réalisation par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable aux mesures prises pour atténuer les répercussions de la COVID-19. La réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures de 177 M\$ après impôt, laquelle, au premier trimestre de 2020, n'était pas prise en compte dans le résultat d'exploitation ni dans les fonds provenant de l'exploitation, a été réalisée par le biais du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2020 lorsque le produit a été vendu.
- 4) Mesures financières non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

**Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation** <sup>1), 2)</sup> (en millions de dollars)



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Pour le deuxième trimestre de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 465 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,148 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique essentiellement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été influencés considérablement par la pandémie de COVID-19 et les problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ au deuxième trimestre de l'exercice précédent et par la hausse des volumes de production. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances et des charges d'exploitation découlant de l'accroissement de la production de Suncor au deuxième trimestre de 2021 et rend compte des coûts moindres engagés au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des mesures spécifiques prises par la Société pour réduire les charges d'exploitation en réponse à la pandémie de COVID-19.

## Volumes de production <sup>1)</sup>

(kb/j)	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Production de pétrole brut synthétique et de diesel <sup>2)</sup>	<b>449,8</b>	446,3	<b>492,7</b>	481,3
Diesel consommé à l'interne et transferts internes <sup>3), 4)</sup>	<b>(12,6)</b>	(9,7)	<b>(14,6)</b>	(11,2)
Production valorisée	<b>437,2</b>	436,6	<b>478,1</b>	470,1
Production de bitume	<b>179,3</b>	117,1	<b>175,6</b>	121,8
Transferts internes de bitume <sup>4)</sup>	<b>(0,8)</b>	—	<b>(1,0)</b>	—
Production de bitume non valorisé	<b>178,5</b>	117,1	<b>174,6</b>	121,8
Total de la production du secteur Sables pétroliers	<b>615,7</b>	553,7	<b>652,7</b>	591,9

- 1) La production de bitume de l'usine de base du secteur Sables pétroliers est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités in situ est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, y compris aux raffineries qui appartiennent à Suncor. Pratiquement tout le bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Les taux d'utilisation combinée des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.
- 3) Le secteur Sables pétroliers et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills et Syncrude utilisent le diesel produit à l'interne par l'usine de base du secteur Sables pétroliers aux fins de leurs activités minières. Au deuxième trimestre de 2021, les volumes de production du secteur Sables pétroliers comprennent 9 500 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 7 200 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétroliers, 1 400 b/j par Fort Hills et 900 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 400 b/j de diesel consommés à l'interne.
- 4) Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétroliers et celles de Syncrude au moyen des pipelines d'interconnexion sont compris dans les volumes bruts de production de pétrole brut synthétique et de bitume. Au deuxième trimestre de 2021, les activités du secteur Sables pétroliers comprenaient le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 600 b/j de pétrole brut synthétique vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport, au moyen des pipelines d'interconnexion, de 100 b/j de pétrole brut synthétique et de 800 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétroliers.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société a augmenté au deuxième trimestre de 2021 pour s'établir à 437 200 b/j, contre 436 600 b/j au deuxième trimestre de 2020. L'excellent rendement des activités d'exploitation minière et de valorisation menées à l'usine de base du secteur Sables pétroliers s'est traduit par un taux d'utilisation des installations de valorisation de 96 %, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. À Syncrude, les résultats des deux périodes ont pâti des travaux de maintenance planifiés qui y ont été menés. Une fois ces travaux achevés au deuxième trimestre de 2021, Syncrude a toutefois pu accélérer la cadence de production jusqu'à atteindre la capacité nominale après la clôture du trimestre. En raison des répercussions de la pandémie de COVID-19 dans la région de Fort McMurray, la Société a échelonné ses principaux travaux de maintenance planifiés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétroliers et à Syncrude, de sorte que les travaux de maintenance planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétroliers ont été reportés au troisième trimestre de 2021. Cette décision a favorisé l'achèvement sûr et efficace des travaux de révision à Syncrude et réduit au minimum le dédoublement des tâches entre les deux établissements. Le report des travaux de maintenance planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétroliers ne devrait pas nuire aux volumes de production annuels et a été pris en compte dans les prévisions de la Société pour 2021. Suncor continue à collaborer avec la communauté de Fort McMurray, les divers ordres de gouvernement et d'autres intervenants sectoriels pour accélérer les tests de dépistage et la campagne de vaccination dans la région.

La production de bitume non valorisé de la Société a augmenté pour s'établir à 178 500 b/j au deuxième trimestre de 2021, contre 117 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent et, pour un deuxième trimestre consécutif, elle rend compte de la meilleure production trimestrielle issue des activités *in situ* de l'histoire de la Société. Au cours du trimestre, la croissance de la production de bitume non valorisé mis sur le marché a été soutenue par la grande efficacité des activités minières à l'usine de base du secteur Sables pétroliers, qui a fait en sorte que l'installation de valorisation a utilisé moins de volumes provenant de Firebag et plus de volumes provenant du secteur Sables pétroliers. À MacKay River, la production du deuxième trimestre de l'exercice précédent avait été touchée par un arrêt survenu à la fin de 2019.

La production du trimestre à Fort Hills rend compte du changement précédemment annoncé dans la stratégie de cadence de production des activités minières. Cette stratégie vise essentiellement à grossir les stocks de minerai afin d'avoir des quantités de minerai suffisantes pour faire fonctionner l'usine à 90 % de sa capacité nominale dans le cadre d'une exploitation à deux trains d'extraction primaire. À la clôture du trimestre, l'accumulation des stocks de minerai était moins élevée que prévu en raison d'un accès plus restreint qu'attendu à de l'équipement ou à de la main-d'œuvre contractuels. L'accès à des ressources supplémentaires s'est amélioré et nous prévoyons atteindre la capacité attendue de l'entrepreneur d'ici août 2021. Après la clôture du trimestre, une instabilité de la pente sur le flanc sud de la mine, là où se trouve la plupart du minerai exposé, nécessitera le retrait de morts-terrains plus tôt que prévu afin de pouvoir accéder complètement au minerai exposé et pour maintenir l'intégrité de la pente. Ces travaux sont en cours et devraient être achevés d'ici la clôture de 2021. Par conséquent, Fort Hills prévoit maintenir les niveaux de productions actuels pour le reste de l'exercice et effectuer le passage à deux trains d'extraction primaire vers la fin de 2021 pour atteindre la capacité nominale au début de 2022. Les perspectives annuelles pour 2021 au titre de la production et des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ont été mises à jour pour refléter ces modifications.

## Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Pétrole brut synthétique et diesel	<b>433,9</b>	443,1	<b>474,2</b>	477,9
Bitume non valorisé	<b>183,5</b>	116,4	<b>182,0</b>	121,9
Total	<b>617,4</b>	559,5	<b>656,2</b>	599,8

Au deuxième trimestre de 2021, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel a diminué pour s'établir à 433 900 b/j, en comparaison de 443 100 b/j au deuxième trimestre de 2020, en raison d'une accumulation des stocks au cours du trimestre à l'étude liée au calendrier des ventes, comparativement à un prélèvement sur les stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le volume des ventes de bitume non valorisé s'est établi à 183 500 b/j au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 116 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur les volumes de production dont il est question ci-dessus.

## Prix obtenus <sup>1)</sup>

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Pétrole brut synthétique et diesel	<b>76,50</b>	26,48	<b>70,41</b>	40,80
Bitume non valorisé	<b>50,20</b>	13,96	<b>46,41</b>	17,65
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	<b>68,68</b>	23,87	<b>63,75</b>	36,10
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	<b>(12,40)</b>	(14,72)	<b>(13,47)</b>	(14,32)

Au deuxième trimestre de 2021, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du deuxième trimestre de l'exercice précédent, ce qui reflète l'amélioration des prix des marchandises. La période précédente a subi l'incidence de la baisse considérable de la demande de carburants de transport ayant découlé des répercussions de la pandémie de COVID-19 et de l'augmentation de l'offre de l'OPEP+ au début de 2020. Les prix obtenus ont augmenté par suite du redressement de la demande, de l'optimisme entourant la commercialisation d'un vaccin et de la stratégie adoptée par l'OPEP+ en matière de gestion de l'offre.

## Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au deuxième trimestre de 2021 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et des volumes de production. Les redevances liées aux activités *in situ* ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2021 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que Firebag a atteint la phase postérieure au versement prévoyant la fourchette la plus élevée de son accord de redevances.

## Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères a augmenté au deuxième trimestre de 2021 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif. Au deuxième trimestre de 2020, l'aide consentie dans le cadre du programme de Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC ») mis en place par le gouvernement fédéral de même que les coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et les coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19 ont été intégrés dans les charges d'exploitation et les frais de transport par actif. Toutefois, aux fins de comparaison, ces coûts n'ont pas été intégrés aux charges d'exploitation décaissées par baril.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de la hausse des coûts de production et de maintenance et de l'augmentation des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancées par les mesures de réduction des coûts.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au deuxième trimestre de 2021 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'intensification des activités minières qui a été entreprise dans le but d'accroître les stocks de minerai. Le deuxième trimestre de 2020 tenait compte des économies de coûts liées au passage temporaire à un seul train découlant du contexte commercial moins favorable. Les charges d'exploitation du deuxième trimestre

de 2021 reflètent également l'incidence de la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance et des prix du gaz naturel comparativement à ceux du deuxième trimestre de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude au deuxième trimestre de 2021 a augmenté par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du plus grand volume de travaux de maintenance planifiés menés en même temps que les travaux de révision planifiés. Au deuxième trimestre de 2020, Syncrude a réduit les travaux de maintenance planifiés et a révisé l'étendue des travaux afin de soutenir les objectifs de réduction des charges d'exploitation et de se conformer aux mesures de sécurité liées à la COVID-19.

La charge d'amortissement et d'épuisement du deuxième trimestre de 2021 a été semblable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	<b>1 945</b>	1 528	<b>3 918</b>	3 780
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>1)</sup>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	<b>1 167</b>	975	<b>2 320</b>	2 278
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	<b>(51)</b>	(13)	<b>(118)</b>	(95)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts <sup>3)</sup>	<b>(82)</b>	(48)	<b>(206)</b>	(139)
Variations des stocks	<b>(13)</b>	17	<b>(3)</b>	(74)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>1)</sup>	<b>1 021</b>	931	<b>1 993</b>	1 970
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	<b>470,1</b>	396,3	<b>466,9</b>	392,1
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>23,85</b>	25,80	<b>23,60</b>	27,60
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>1)</sup>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	<b>211</b>	148	<b>392</b>	468
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	<b>(32)</b>	(9)	<b>(58)</b>	(37)
Variations des stocks	<b>(9)</b>	12	<b>6</b>	(52)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>1)</sup>	<b>170</b>	151	<b>340</b>	379
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	<b>45,3</b>	47,3	<b>48,2</b>	64,0
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>41,35</b>	35,35	<b>39,05</b>	32,60
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>1)</sup>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>567</b>	405	<b>1 206</b>	1 034
Coûts non liés à la production <sup>2)</sup>	<b>(48)</b>	11	<b>(125)</b>	(36)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>1)</sup>	<b>519</b>	416	<b>1 081</b>	998
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	<b>113,7</b>	119,5	<b>153,2</b>	146,9
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>1)</sup> (\$/b)	<b>50,25</b>	38,35	<b>38,95</b>	37,30

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

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les frais de démarrage de projets et les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production. De plus, les coûts non liés à la production tiennent compte des coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement.

et des coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19. Les coûts non liés à la production pour 2020 tiennent compte de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.

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

Les charges d'exploitation décaissées <sup>1)</sup> du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 23,85 \$ par baril au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 25,80 \$ par baril au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement des volumes de production, partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux dont il est question ci-dessus.

Les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères, qui ne sont pas pris en compte dans le calcul des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au cours du trimestre à l'étude comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, du fait que le trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de la SSUC, facteur en partie contrebalancé par les coûts de mise en veilleuse et les coûts engagés en réaction à la pandémie de COVID-19.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts engagés par le secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2021 ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix.

Les variations des stocks observées au deuxième trimestre de 2020 reflétaient les révisions de l'évaluation des stocks qui sont exclues des charges décaissées par baril.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills <sup>1)</sup> se sont établies à 41,35 \$ au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 35,35 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte des activités minières accrues visant à augmenter les stocks de minerai. Au deuxième trimestre 2021, les coûts non liés à la production ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que le deuxième trimestre de l'exercice précédent tenait compte de la SSUC, facteur partiellement contrebalancé par les coûts supplémentaires engagés en réaction à la pandémie de COVID-19. Au deuxième trimestre de 2020, les variations des stocks à Fort Hills reflétaient les révisions de l'évaluation des stocks qui sont exclues des charges décaissées par baril.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude <sup>1)</sup> se sont établies à 50,25 \$ au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 38,35 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, comme il est décrit ci-dessus, et par la baisse de la production attribuable aux travaux de maintenance planifiés. Les coûts non liés à la production de Syncrude, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que le deuxième trimestre de l'exercice précédent tenait compte de la SSUC, facteur partiellement contrebalancé par les coûts supplémentaires engagés en réaction à la pandémie de COVID-19.

## Résultats du premier semestre de 2021

Pour le premier semestre de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice net de 767 M\$, en comparaison d'une perte nette de 2,972 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le bénéfice net du premier semestre de 2021 rend compte d'un profit latent après impôt de 3 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques. La perte nette du premier semestre de 2020 tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$.

Pour le premier semestre de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 764 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,596 G\$ pour la période correspondante de 2020. Cette augmentation s'explique essentiellement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été influencés considérablement par la pandémie de COVID-19 et les problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ au deuxième trimestre de l'exercice précédent et par la hausse des volumes de production, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 3,080 G\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 701 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 23,60 \$ pour le premier semestre de 2021, en baisse par rapport à 27,60 \$ en moyenne pour le premier semestre de 2020, en raison de la production accrue visée par des charges d'exploitation décaissées comparables résultant des initiatives de réduction des coûts, partiellement contrebalancée par l'augmentation des prix du gaz naturel.

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



Pour le premier semestre de 2021, les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 39,05 \$, en comparaison de 32,60 \$ pour la période correspondante de 2020, ce qui reflète le changement dans la stratégie de cadence de production des activités minières visant à augmenter les stocks de minerai disponible afin d'alimenter de manière cohérente les deux trains d'extraction primaire de l'usine tout en maintenant la production actuelle à un niveau stable. La production plus élevée du premier semestre de 2020 rendait compte du fonctionnement de Fort Hills avec deux trains d'extraction primaire au début de l'exercice. En réponse à la pandémie de COVID-19, la Société a géré la production en fonction de la réduction de la demande en aval, en passant temporairement à un seul train à Fort Hills au deuxième trimestre de 2020.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies en moyenne à 38,95 \$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 37,30 \$ pour le premier semestre de 2020. Cette hausse découle principalement du plus grand volume de travaux de maintenance planifiés menés en même temps que les travaux de révision planifiés, en partie contrebalancé par une hausse des volumes de production. Au premier semestre de 2020, les travaux de maintenance menés à Syncrude ont été révisés afin de privilégier des activités de maintenance stratégiques, de réduire l'étendue des travaux à l'appui des objectifs de réduction des coûts et de se conformer aux mesures de sécurité liées à la COVID-19.

### Travaux de maintenance planifiés

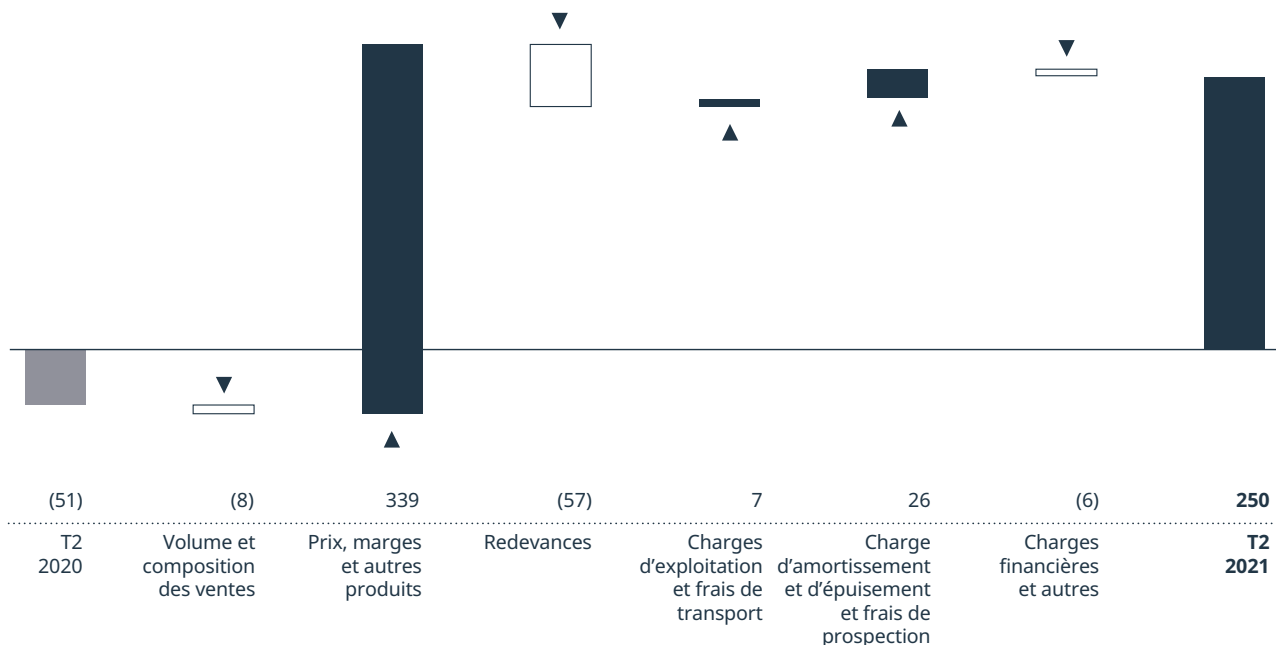
Les travaux de maintenance planifiés menés tous les ans à l'installation de cokéfaction de l'unité de valorisation de base 1 du secteur Sables pétrolifères, qui avaient été entrepris au premier trimestre de 2021, ont été achevés au cours du deuxième trimestre. Les travaux de révision planifiés portant sur la principale installation de cokéfaction de Syncrude ont également été achevés au deuxième trimestre de 2021. Au cours du trimestre, la Société a reporté ses travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères. L'exécution de ces travaux, qui devait avoir lieu au deuxième trimestre de 2021, est maintenant prévue pour le troisième trimestre. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

## Exploration et production

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Produits bruts <sup>1)</sup>	<b>771</b>	293	<b>1 361</b>	832
Moins les redevances <sup>1)</sup>	<b>(83)</b>	(6)	<b>(127)</b>	(28)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	<b>688</b>	287	<b>1 234</b>	804
Résultat net	<b>250</b>	(51)	<b>413</b>	(478)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Dépréciation d'actifs <sup>2)</sup>	—	—	—	422
Résultat d'exploitation <sup>3)</sup>	<b>250</b>	(51)	<b>413</b>	(56)
Fonds provenant de l'exploitation <sup>3)</sup>	<b>411</b>	309	<b>696</b>	482

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés selon un prix raisonnable dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 135 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société. Au deuxième trimestre de 2020, la production, les produits et les redevances ne tenaient compte d'aucune vente en Libye.
- 2) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt totalisant 422 M\$ liées à sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova en raison d'une diminution des prix du pétrole brut prévus attribuable à une baisse de la demande mondiale découlant de la pandémie de COVID-19 et aux modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

**Analyse de rapprochement du résultat d'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.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 250 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, en hausse comparativement à une perte d'exploitation de 51 M\$ inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, en partie contrebalancée par l'augmentation des redevances et la baisse des volumes de production.

**Volumes de production**

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
E&P Canada (kb/j)	57,5	62,3	57,8	62,3
E&P International (kbep/j)	26,5	39,5	31,8	43,5
Production totale (kbep/j)	84,0	101,8	89,6	105,8
Total des volumes de ventes (kbep/j)	103,8	108,7	94,1	107,9

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 57 500 b/j au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 62 300 b/j au deuxième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la déplétion naturelle observée au deuxième trimestre de 2021. Les résultats des deux périodes ont pâti de l'absence de production provenant de Terra Nova, l'actif étant hors service depuis le quatrième trimestre de 2019. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a annoncé que les copropriétaires de l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et du gisement Terra Nova connexe ont conclu un accord visant à restructurer la propriété du projet et à fournir un financement à court terme pour poursuivre le développement du projet de prolongation de la durée de vie de l'actif, une décision quant à l'approbation étant attendue au troisième trimestre de 2021. L'accord est assujéti aux modalités définitives et à l'approbation de toutes les parties à l'accord et dépend de la redevance et du soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador annoncés précédemment.

La production du secteur E&P International s'est établie à 26 500 bep/j au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 39 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution des volumes de production enregistrée au cours du trimestre à l'étude s'explique principalement par les travaux de révision planifiés à Buzzard et la déplétion naturelle, en partie contrebalancés par les chargements effectués en Lybie au deuxième trimestre de 2021, alors qu'il n'y avait eu aucun chargement en Lybie au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 103 800 bep/j au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 108 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution de la production, qui a été contrebalancée par un prélèvement sur les stocks du secteur E&P Canada lié au calendrier des ventes de marchandises.

## Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	<b>80,65</b>	22,87	<b>77,76</b>	44,53
E&P International <sup>1)</sup> (\$/bep)	<b>78,82</b>	30,80	<b>73,99</b>	47,60

1) Les prix obtenus pour la production du secteur E&P International excluent la Libye.

Les prix obtenus au deuxième trimestre de 2021 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés que ceux obtenus au deuxième trimestre de l'exercice précédent, ce qui reflète l'amélioration des prix des marchandises. La période précédente a subi l'incidence de la baisse considérable de la demande de carburants de transport ayant découlé des répercussions de la pandémie de COVID-19 et de l'augmentation de l'offre de l'OPEP+ au début de 2020. Les prix obtenus ont augmenté par suite de la hausse des cours de référence qui a découlé du redressement de la demande, de l'optimisme entourant la commercialisation d'un vaccin et de la stratégie adoptée par l'OPEP+ en matière de gestion de l'offre.

## Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le deuxième trimestre de 2021 ont été plus élevées que celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix obtenus.

## Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du deuxième trimestre de 2021 ont été semblables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement et les frais de prospection du deuxième trimestre de 2021 a diminué par rapport à celle du deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison du fléchissement de la production et d'une diminution des activités de prospection.

## Résultats du premier semestre de 2021

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice net de 413 M\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 478 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le bénéfice net du premier semestre de 2020 tient compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 422 M\$ liées à la quote-part de la Société des actifs de White Rose et de Terra Nova.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 413 M\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 56 M\$ pour le premier semestre de 2020. L'augmentation s'explique principalement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été influencés considérablement par les répercussions de la pandémie de COVID-19 et les problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ au premier semestre de l'exercice précédent, ainsi que par la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection, en partie contrebalancées par la baisse des volumes de production et la hausse des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 696 M\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 482 M\$ pour le premier semestre de 2020, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exception de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.

## Événement postérieur à la date de clôture

Après le 30 juin 2021, l'entente de la Société visant la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle a été acceptée par les actionnaires de l'acheteur selon le respect des conditions financières. La date de prise d'effet de la vente est le 1<sup>er</sup> janvier 2021 pour un produit brut de 325 M\$ US et une contrepartie conditionnelle de 50 M\$ US avant les ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture. La réalisation de la vente est prévue au troisième trimestre de 2021.

## Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au troisième trimestre de 2021.

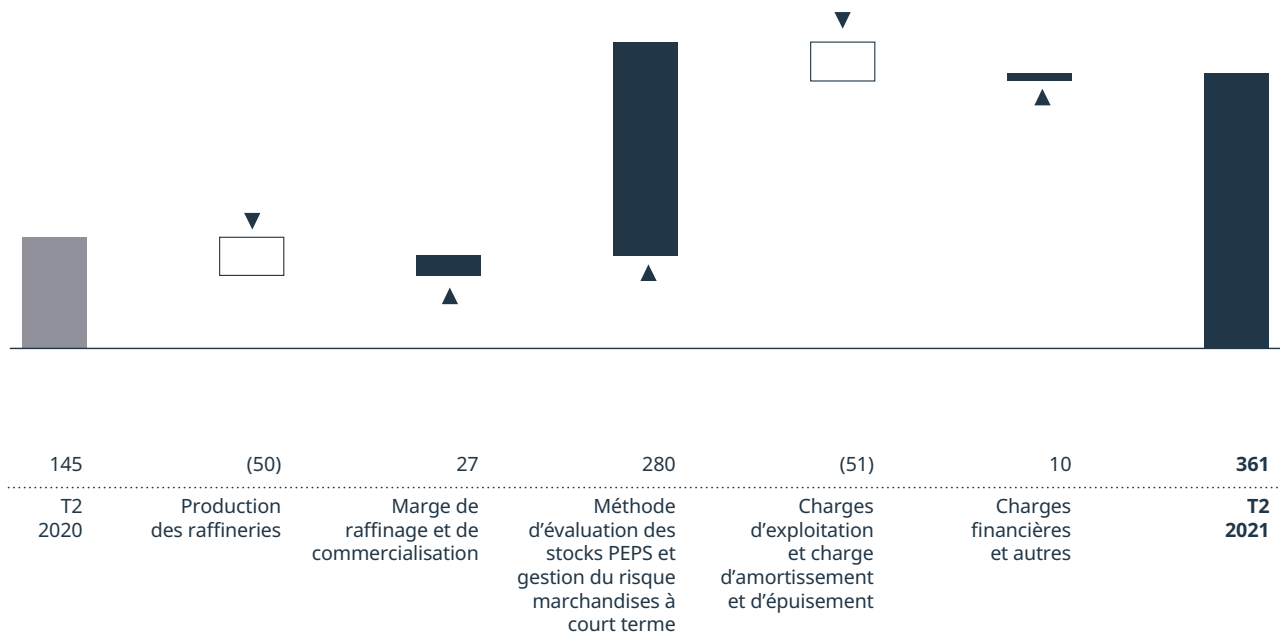
## Raffinage et commercialisation

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Produits d'exploitation	<b>4 938</b>	2 759	<b>9 951</b>	7 346
Résultat net	<b>375</b>	269	<b>1 082</b>	214
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques <sup>1)</sup>	<b>(14)</b>	96	<b>(7)</b>	32
Réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation <sup>2)</sup>	—	(220)	—	—
Résultat d'exploitation <sup>3)</sup>	<b>361</b>	145	<b>1 075</b>	246
Fonds provenant de l'exploitation <sup>3)</sup>	<b>581</b>	475	<b>1 543</b>	699

- 1) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 2) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une réduction de valeur des stocks de 220 M\$ après impôt dans le but de les ramener à leur valeur nette de réalisation par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

#### Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation <sup>1), 2)</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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 361 M\$ pour le deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 145 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation reflète un profit de 232 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une hausse des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés au cours du deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte de 146 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation a souffert du ralentissement du débit de traitement du brut et de l'augmentation des charges d'exploitation.

## Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
<b>Pétrole brut traité (kb/j)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	<b>183,7</b>	169,2	<b>192,1</b>	191,1
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>141,6</b>	181,2	<b>184,5</b>	203,8
<b>Total</b>	<b>325,3</b>	350,4	<b>376,6</b>	394,9
<b>Taux d'utilisation des raffineries <sup>1), 2)</sup> (%)</b>				
Est de l'Amérique du Nord	<b>83</b>	76	<b>87</b>	86
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>58</b>	76	<b>76</b>	85
<b>Total</b>	<b>70</b>	76	<b>81</b>	85
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>				
Essence	<b>201,0</b>	175,6	<b>216,7</b>	204,9
Distillat	<b>196,9</b>	190,3	<b>221,2</b>	209,5
Autres	<b>65,4</b>	72,9	<b>67,7</b>	70,7
<b>Total</b>	<b>463,3</b>	438,8	<b>505,6</b>	485,1
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS <sup>3)</sup> (\$/b)	<b>38,00</b>	20,95	<b>39,55</b>	22,30
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS <sup>3)</sup> (\$/b)	<b>29,05</b>	28,55	<b>29,75</b>	32,45
Charges d'exploitation de raffinage <sup>3)</sup> (\$/b)	<b>6,65</b>	5,80	<b>6,15</b>	5,70

- 1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.
- 2) La capacité de traitement du pétrole brut pour 2021 s'est établie à 146 000 b/j à la raffinerie d'Edmonton, en hausse par rapport à 142 000 b/j pour 2020.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 325 300 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 70 % au deuxième trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 350 400 b/j et un taux d'utilisation de 76 % au deuxième trimestre de 2020, ce qui reflète les travaux de révision planifiés menés au cours du trimestre à l'étude et les taux réduits en réponse à la baisse de la demande découlant de la pandémie de COVID-19 au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a achevé les travaux de révision pour l'exercice dans toutes ses raffineries, ce qui lui a permis de terminer le trimestre avec un taux d'utilisation des raffineries d'environ 94 %.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 463 300 b/j au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 438 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la demande accrue pour des produits raffinés et d'un prélèvement sur les stocks de produits puisque nous avons stratégiquement constitué des stocks en vue d'importants travaux de maintenance planifiés et d'une amélioration du contexte commercial. Avec l'achèvement des principaux travaux de maintenance planifiés dans l'ensemble des raffineries de la Société et la levée progressive des restrictions liées à la COVID-19, la Société est bien positionnée pour dégager de meilleures marges au cours du deuxième semestre de l'exercice, la demande intérieure continuant à se redresser pour atteindre les niveaux d'avant la pandémie.

## Marges brutes de raffinage et de commercialisation

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation rendent compte de ce qui suit :

- Calculées selon la méthode DEPS<sup>1)</sup>, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 29,05 \$/b au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 28,55 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration des marges de craquage, partiellement contrebalancée par les avantages liés aux charges d'alimentation en brut, par le calendrier des activités en lien avec le mélange de biocarburants ainsi que par l'assortiment de produits lié aux travaux de révision planifiés. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor reflètent également ses capacités en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de ses réseaux de vente au détail et en gros intégré.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 38,00 \$/b au deuxième trimestre de 2021, en hausse comparativement à celles de 20,95 \$/b inscrites au deuxième trimestre de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. Au deuxième trimestre de 2021, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS<sup>1)</sup>, s'est traduite par un profit après impôt de 232 M\$, alors qu'elle a donné lieu à une perte après impôt de 146 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence favorable de 280 M\$ après impôt d'un trimestre à l'autre, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises à court terme.

## Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et la charge d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevées au deuxième trimestre de 2021 qu'au deuxième trimestre de 2020, en raison de la diminution des frais variables liés aux ventes et de l'incidence favorable de la SSUC au deuxième trimestre de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation de raffinage<sup>2)</sup> par baril se sont établies à 6,65 \$ au deuxième trimestre de 2021, en hausse comparativement à 5,80 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse du débit de traitement et du volume qui a été observée au cours du trimestre à l'étude du fait des travaux de révision planifiés.

## Résultats du premier semestre de 2021

Le secteur R&C a inscrit un résultat net de 1,082 G\$ pour le premier semestre de 2021, contre 214 M\$ pour le premier semestre de 2020. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net du premier semestre de 2021 tient compte d'un profit latent après impôt de 7 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques, comparativement à une perte latente après impôt de 32 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques pour le premier semestre de l'exercice précédent.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 1,075 G\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 246 M\$ pour le premier semestre de 2020. Cette hausse est surtout attribuable à un profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une hausse marquée des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour lequel une perte découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS avait été comptabilisée. Au cours du premier semestre de 2021, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de 605 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence négative de 592 M\$ après impôt pour le premier semestre de 2020.

Pour le premier semestre de 2021, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,543 G\$, en hausse comparativement à ceux de 699 M\$ inscrits pour le premier semestre de 2020, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

## Travaux de maintenance planifiés

La Société a achevé la totalité des travaux de maintenance planifiés d'envergure portant sur les raffineries pour 2021.

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

2) Les charges d'exploitation de raffinage 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.

# Siège social et éliminations

## Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Résultat net	<b>(198)</b>	187	<b>(573)</b>	(903)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(156)</b>	(478)	<b>(337)</b>	543
Charge de restructuration <sup>1)</sup>	—	—	<b>126</b>	—
Résultat d'exploitation <sup>2)</sup>	<b>(354)</b>	(291)	<b>(784)</b>	(360)
<i>Siège social</i>	<b>(304)</b>	(240)	<b>(642)</b>	(451)
<i>Éliminations</i>	<b>(50)</b>	(51)	<b>(142)</b>	91
Fonds affectés à de l'exploitation <sup>2)</sup>	<b>(310)</b>	(306)	<b>(847)</b>	(393)

1) Au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une charge de restructuration liée à la réduction des effectifs annoncée précédemment.

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

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 304 M\$ au deuxième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 240 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par une augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions au cours du deuxième trimestre de 2021 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent et par le fait que la SSUC n'est pas prise en compte pour le trimestre à l'étude alors qu'elle l'était pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2021, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 37 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 27 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Le profit éliminé au deuxième trimestre de 2021 a été comparable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 310 M\$ au deuxième trimestre de 2021, en comparaison de 306 M\$ au deuxième trimestre de 2020; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions.

### Résultats du premier semestre de 2021

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 573 M\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 903 M\$ pour le premier semestre de 2020. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette du premier semestre de 2021 tient compte d'un profit de change latent après impôt de 337 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une charge de restructuration après impôt de 126 M\$ liée à la réduction des effectifs comptabilisée au premier trimestre de 2021. La perte nette du premier semestre de 2020 tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 543 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 784 M\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 360 M\$ pour le premier semestre de 2020. L'augmentation de la perte d'exploitation s'explique par le fait qu'un profit intragroupe a été éliminé au cours de l'exercice à l'étude, tandis qu'une perte intragroupe avait été éliminée à la période correspondante de l'exercice précédent, de même que par une charge de rémunération fondée sur des actions pour le premier semestre de 2021, comparativement à un recouvrement de rémunération fondée sur des actions pour le premier semestre de 2020. Au cours du premier semestre de 2021, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 68 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison d'une tranche de 65 M\$ au cours du premier semestre de 2020.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 847 M\$ pour le premier semestre de 2021, en comparaison de 393 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions. Les fonds affectés à l'exploitation reflètent également la charge de restructuration liée à la réduction des effectifs comptabilisée au premier trimestre de 2021.

## 5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

### Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Sables pétrolifères	834	437	1 373	1 447
Exploration et production	64	131	133	310
Raffinage et commercialisation	375	86	495	178
Siège social et éliminations	74	44	149	83
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 347	698	2 150	2 018
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(37)	(27)	(68)	(65)
	1 310	671	2 082	1 953

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le		Total	Semestre clos le		Total
	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance <sup>1)</sup>	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques <sup>2)</sup>		30 juin 2021	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance <sup>1)</sup>	
Sables pétrolifères						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	260	109	369	462	173	635
<i>Activités in situ</i>	28	59	87	53	130	183
<i>Fort Hills</i>	56	—	56	93	—	93
<i>Syncrude</i>	282	14	296	378	37	415
Exploration et production	—	57	57	—	119	119
Raffinage et commercialisation	363	11	374	475	19	494
Siège social et éliminations	26	45	71	27	116	143
	1 015	295	1 310	1 488	594	2 082

1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.

2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.

Les dépenses en immobilisations de la Société en 2021 sont dirigées vers la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et fortement orientées vers le maintien des actifs, ce qui prévoit notamment des travaux de maintenance planifiés importants visant les deux actifs du secteur Sables pétrolifères, y compris des travaux de révision à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et des travaux de révision planifiés à la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,310 G\$ au cours du deuxième trimestre de 2021, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 671 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des dépenses en immobilisations par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent est attribuable essentiellement à l'achèvement des travaux de révision menés dans les raffineries de la Société au deuxième trimestre de 2021, à l'achèvement des travaux de révision menés à la principale installation de cokéfaction de Syncrude et des travaux de maintenance planifiés du secteur Sables pétrolifères, ainsi qu'aux investissements économiques visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone afin de remplacer les chaudières à coke. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse des dépenses du secteur E&P. En 2020, en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19, la Société a reporté, suspendu et annulé certains projets d'investissement ou modifié l'étendue des travaux afin de réduire les coûts et de se conformer aux mesures de sécurité liées à la COVID-19.



En raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19 dans la région de Fort McMurray, la Société a échelonné ses travaux de révision planifiés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et à Syncrude, ce qui a entraîné le report des travaux de révision à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2021. Cette décision a favorisé l'achèvement sécuritaire et efficace des travaux de révision menés à Syncrude et réduit au minimum le dédoublement des tâches entre les deux installations. Le report des travaux de révision à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ne devrait pas avoir d'incidence sur les volumes de production annuels et a été pris en compte dans les prévisions de la Société pour 2021.

L'activité du deuxième trimestre de 2021 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

### **Sables pétrolifères**

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 369 M\$ deuxième trimestre de 2021 et ont été principalement affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, notamment aux travaux de maintenance annuelle planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et aux achats de matériaux et d'équipement liés aux prochains travaux de révision prévus à l'unité de valorisation 2, ainsi qu'aux investissements économiques visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone afin de remplacer les chaudières à coke.

Pour le deuxième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 87 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations axées sur les activités d'investissement économiques, notamment les investissements continus dans les projets de plateformes de puits.

Pour le deuxième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 56 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de la mine et des installations de gestion des résidus miniers.

Pour le deuxième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 296 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, ce qui comprend l'achèvement des travaux de révisions planifiés portant sur la principale installation de cokéfaction de Syncrude.

### **Exploration et production**

Pour le deuxième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 57 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hebron et des travaux de mise en valeur à Buzzard et au projet Fenja.

### **Raffinage et commercialisation**

Au deuxième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 374 M\$, se rapportent principalement aux activités de maintien et de révision des actifs dans toutes les raffineries de la Société. La Société a achevé la totalité des travaux de révision portant sur les raffineries pour l'année.

### **Siège social et éliminations**

Au deuxième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 71 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de transformation numérique.

## 6. Situation financière et situation de trésorerie

### Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2021	30 juin 2020
Rendement du capital investi <sup>1), 2)</sup> (%)	1,9	(7,5)
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation <sup>3), 4)</sup> (en nombre de fois)	2,7	3,0
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat <sup>5)</sup>	2,4	(5,1)
Base des fonds provenant de l'exploitation <sup>4), 6)</sup>	8,0	7,4
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	36,4	37,5
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres <sup>3), 7)</sup> (%)	34,0	35,4
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location <sup>3), 7)</sup> (%)	30,5	31,9

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Le RCI aurait été de 2,6 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2021, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 423 M\$ après impôt au quatrième trimestre de 2020. Le RCI aurait été de 1,0 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 ni de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019.
- 3) La dette nette correspond au total de la dette diminué de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.
- 4) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 5) Correspond à la somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et des charges d'intérêts, divisée par la somme des charges d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 6) Correspond à la somme des fonds provenant de l'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et des charges d'intérêts, divisée par la somme des charges d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- 7) Au premier trimestre de 2021, la Société a ajouté deux mesures supplémentaires de la dette qui reflètent des informations additionnelles que la direction utilise pour évaluer la gestion du capital.

### Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2021, de l'ordre de 3,8 G\$ à 4,5 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

### Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,035 G\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2021, en hausse comparativement au montant de 1,762 G\$ inscrit au 31 mars 2021, en raison des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et d'une augmentation de la dette à court terme excédant les dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, des versements de dividendes et du rachat par Suncor de ses propres actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités au deuxième trimestre de 2021.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté au cours du semestre clos le 30 juin 2021 par rapport au montant de 1,885 G\$ inscrit au 31 décembre 2020, en raison du fait que les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et frais de prospection, de la réduction de la dette, des versements de dividendes et du rachat par Suncor de ses propres actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Au 30 juin 2021, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 26 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 2,877 G\$ au 30 juin 2021, en baisse par rapport à 6,043 G\$ au 31 décembre 2020. Cette diminution des liquidités est principalement attribuable à l'annulation de facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ en mars et en avril 2020 qui avaient été conclues afin d'assurer que la Société dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19, ainsi qu'à la réduction du montant des facilités de crédit consortiales de la Société. La diminution a été partiellement contrebalancée par une augmentation du crédit disponible attribuable à la baisse du solde de papier commercial. Au cours du deuxième trimestre de 2021, la Société a reporté l'échéance de ses facilités de crédit consortiales d'avril 2022 et avril 2023 à juin 2024 et juin 2025, et a réduit respectivement la taille de chaque tranche par 500 M\$ US et 500 M\$.

### Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement et de la liquidité demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue du contexte commercial actuel. Suncor 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. Nous sommes d'avis que les mesures rigoureuses que la Société a prises à l'égard de sa situation de trésorerie et de ses dépenses en immobilisations pour faire face à la récente contraction de l'économie contribueront à maintenir sa santé financière.

Au deuxième trimestre de 2021, Dominion Bond Rating Service a maintenu la notation de la dette de premier rang à long terme de la Société à A (faible) et a revu sa tendance, qui est passée de négative à stable.

### Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 juin 2021, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 36,4 % (37,8 % au 31 décembre 2020). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle en vertu de ses conventions d'emprunt.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2021	31 décembre 2020
Dette à court terme	2 603	3 566
Tranche courante de la dette à long terme	598	1 413
Tranche courante des obligations locatives à long terme	295	272
Dette à long terme	14 712	13 812
Obligations locatives à long terme	2 508	2 636
Dette totale	20 716	21 699
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 035	1 885
Dette nette	18 681	19 814
Capitaux propres	36 209	35 757
Dette totale majorée des capitaux propres	56 925	57 456
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	36,4	37,8
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres (%)	34,0	35,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	30,5	32,1

## Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 juin 2021	Semestre clos le 30 juin 2021
Dette totale à l'ouverture de la période	20 591	21 699
Augmentation de la dette à long terme	—	373
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	365	(906)
Augmentation de l'obligation locative	20	82
Paiements de loyers	(80)	(168)
Incidence du change sur la dette et autres	(180)	(364)
Dette totale au 30 juin 2021	20 716	20 716
Moins la trésorerie et ses équivalents au 30 juin 2021	2 035	2 035
Dette nette au 30 juin 2021	18 681	18 681

La dette totale de la Société a augmenté au deuxième trimestre de 2021, en raison de la hausse de la dette à court terme et des contrats de location conclus au cours de la période, facteurs partiellement contrebalancés par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 mars 2021 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du deuxième trimestre de 2021.

La dette totale de la Société a diminué au premier semestre de 2021, ce qui s'explique par la diminution importante de la dette à court terme, par le remboursement de la dette à long terme à intérêt élevé, par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2020 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du premier semestre de l'exercice, facteurs en partie contrebalancés par l'émission de titres d'emprunt à long terme et par les contrats de location conclus au cours du premier semestre de 2021.

## Actions ordinaires

(en milliers)	30 juin 2021
Actions ordinaires	1 490 262
Options sur actions ordinaires – exerçables	29 311
Options sur actions ordinaires – non exerçables	9 100

Au 26 juillet 2021, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 484 504 179 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 38 130 450. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

## Rachats d'actions

Au premier trimestre de 2021, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue d'entamer une offre publique de rachat pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022, Suncor peut racheter, aux fins d'annulation, au plus 44 000 000 de ses actions ordinaires, soit environ 2,9 % de ses 1 525 150 794 actions ordinaires émises et en circulation au 31 janvier 2021.

Après le deuxième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour faire passer le programme de rachat d'actions de la Société à environ 5 % de ses actions ordinaires en circulation, Suncor a reçu l'approbation de la TSX lui permettant de modifier son offre publique de rachat en vigueur à compter de la fermeture des marchés le 30 juillet 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis modifié prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 44 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités n'a été modifiée. Les détenteurs de titres de Suncor peuvent obtenir une copie de l'avis modifié, sans frais, en communiquant avec la Société.

Entre le 8 février 2021 et le 26 juillet 2021 et conformément à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a déjà racheté environ 1,142 G\$ d'actions ordinaires, soit 41 501 992 actions ordinaires, sur le marché libre. Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (dans sa version modifiée), Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 76 250 000 actions ordinaires.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat et le calendrier des rachats seront déterminés par Suncor. Suncor estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions ordinaires représente une occasion de placement intéressante et est dans l'intérêt supérieur de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'attribuer de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie de croissance à long terme.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	<b>22 934</b>	—	<b>34 989</b>	7 527
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	<b>28,05</b>	—	<b>27,47</b>	40,83
Coût du rachat d'actions	<b>643</b>	—	<b>961</b>	307

### Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements hors bilan

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment des obligations contractuelles et des engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2020, et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours du premier semestre de 2021. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement hors bilan qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

## 7. Données financières trimestrielles

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises et des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par d'autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme la pandémie de COVID-19 qui a débuté au premier trimestre de 2020, des incidents liés à l'exploitation et les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019 et interrompues en décembre 2020.

### Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019
<b>Production totale (kbep/j)</b>								
Sables pétrolifères	<b>615,7</b>	690,6	671,5	519,0	553,7	630,1	662,3	670,0
Exploration et production	<b>84,0</b>	95,3	97,7	97,2	101,8	109,7	115,9	92,3
	<b>699,7</b>	785,9	769,2	616,2	655,5	739,8	778,2	762,3
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	<b>9 159</b>	8 679	6 615	6 427	4 229	7 391	9 487	9 803
Autres produits	<b>(66)</b>	(43)	(21)	30	16	365	111	93
	<b>9 093</b>	8 636	6 594	6 457	4 245	7 756	9 598	9 896
<b>Résultat net</b>	<b>868</b>	821	(168)	(12)	(614)	(3 525)	(2 335)	1 035
par action ordinaire – de base (en dollars)	<b>0,58</b>	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)	0,67
par action ordinaire – dilué (en dollars)	<b>0,58</b>	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)	0,67
<b>Résultat d'exploitation <sup>1), 2)</sup></b>	<b>722</b>	746	(109)	(338)	(1 345)	(421)	812	1 088
par action ordinaire – de base <sup>1), 2)</sup> (en dollars)	<b>0,48</b>	0,49	(0,07)	(0,22)	(0,88)	(0,28)	0,53	0,71
<b>Fonds provenant de l'exploitation <sup>1)</sup></b>	<b>2 362</b>	2 110	1 221	1 166	488	1 001	2 553	2 675
par action ordinaire – de base <sup>1)</sup> (en dollars)	<b>1,57</b>	1,39	0,80	0,76	0,32	0,66	1,66	1,72
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>2 086</b>	2 345	814	1 245	(768)	1 384	2 304	3 136
par action ordinaire – de base (en dollars)	<b>1,39</b>	1,54	0,53	0,82	(0,50)	0,91	1,50	2,02
<b>RCI <sup>1)</sup> (% sur 12 mois)</b>	<b>1,9</b>	(1,4)	(6,9)	(10,2)	(7,5)	(1,3)	4,9	9,7
<b>RCI <sup>1), 3)</sup>, compte non tenu des pertes de valeur (% sur 12 mois)</b>	<b>2,6</b>	(0,6)	(2,9)	(1,3)	1,0	7,0	10,0	9,7
<b>Profit de change latent (perte de change latente) après impôt sur la dette libellée en dollars américains</b>	<b>156</b>	181	539	290	478	(1 021)	235	(127)
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividende par action ordinaire	<b>0,21</b>	0,21	0,21	0,21	0,21	0,47	0,42	0,42
<b>Cours à la clôture des négociations</b>								
Bourse de Toronto (\$ CA)	<b>29,69</b>	26,27	21,35	16,26	22,89	22,46	42,56	41,79
Bourse de New York (\$ US)	<b>23,97</b>	20,90	16,78	12,23	16,86	15,80	32,80	31,58

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

2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

3) Le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, aurait été de 7,8 %, de 8,2 % et de 5,1 % respectivement pour le troisième trimestre de 2019, le quatrième trimestre de 2019 et le 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.

## Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>66,05</b>	57,80	42,65	40,95	27,85	46,10	56,95	56,45
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	<b>68,85</b>	60,85	44,20	43,00	29,20	50,15	63,30	61,90
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>6,20</b>	4,70	3,30	3,50	2,70	15,95	9,30	5,20
MSW à Edmonton	\$ CA/b	<b>77,25</b>	66,55	50,25	51,30	30,20	52,00	68,10	68,35
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>54,60</b>	45,40	33,35	31,90	16,35	25,60	41,10	44,20
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>(11,45)</b>	(12,40)	(9,30)	(9,05)	(11,50)	(20,50)	(15,85)	(12,25)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	<b>0,35</b>	(3,50)	(3,05)	(2,45)	(4,55)	(2,70)	(0,70)	0,40
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>66,40</b>	58,00	42,55	37,55	22,20	46,20	53,00	52,00
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi <sup>3</sup>	<b>3,10</b>	3,15	2,65	2,25	2,00	2,05	2,50	0,95
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	<b>104,50</b>	95,45	46,15	43,85	29,90	67,05	46,95	46,85
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>20,35</b>	15,60	9,85	10,20	12,20	14,75	18,45	19,70
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>20,25</b>	13,40	7,95	7,75	6,75	9,75	14,35	17,05
Portland, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>24,55</b>	15,80	13,15	12,55	12,20	18,30	25,45	23,90
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>18,25</b>	14,45	9,00	8,55	9,00	13,00	17,00	20,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	<b>0,81</b>	0,79	0,77	0,75	0,72	0,74	0,76	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,81</b>	0,80	0,78	0,75	0,73	0,71	0,77	0,76

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 2020 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 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 2020 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2020.

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 du semestre clos le 30 juin 2021.

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 2021.

### 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 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020, à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2021 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2020.



## Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 juin 2021, 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 juin 2021, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 2021, 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 2021 annoncées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 30 novembre 2020), comme il est indiqué dans son communiqué de presse daté du 28 juillet 2021, qui est accessible 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 brutes 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.

Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

### 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 de gestion du risque marchandises à court terme réalisées, ainsi que les marges brutes 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 de gestion du risque marchandises à court terme réalisées en aval.
- 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.

Périodes de 12 mois closes les 30 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020
<b>Ajustements du résultat net</b>		
Résultat net	<b>1 509</b>	(5 439)
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :		
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	<b>(1 166)</b>	435
Charges d'intérêts nettes	<b>689</b>	650
	A	<b>1 032</b> (4 354)
<b>Capital investi – début de la période de 12 mois</b>		
Dette nette	<b>20 034</b>	16 121
Capitaux propres	<b>36 516</b>	45 509
		<b>56 550</b> 61 630
<b>Capital investi – fin de la période de 12 mois</b>		
Dette nette	<b>18 681</b>	20 034
Capitaux propres	<b>36 209</b>	36 516
		<b>54 890</b> 56 550
Capital moyen investi	B	<b>55 504</b> 58 179
RCI <sup>1)</sup> (%)	A/B	<b>1,9</b> (7,5)

1) Le RCI aurait été de 2,6 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2021, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 423 M\$ après impôt au quatrième trimestre de 2020. Le RCI aurait été de 1,0 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 et de l'incidence des 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 extracôtières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, du calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes et des variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

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

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	441	(1 019)	250	(51)	375	269	(198)	187	868	(614)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 092	1 065	191	223	208	214	21	20	1 512	1 522
Impôt sur le résultat différé	(23)	(58)	1	(24)	15	27	(1)	(36)	(8)	(91)
Charge de désactualisation	60	56	15	12	1	1	1	—	77	69
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(174)	(499)	(174)	(499)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	71	(78)	(47)	142	(36)	(37)	—	—	(12)	27
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	1	—	—	—	(1)	(8)	(1)	(8)	(1)
Rémunération fondée sur des actions	24	11	2	1	14	6	41	19	81	37
Prospection	—	—	—	10	—	—	—	—	—	10
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(39)	(34)	—	(2)	(3)	(2)	(1)	—	(43)	(38)
Autres	54	66	(1)	(2)	7	(2)	9	4	69	66
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 680	10	411	309	581	475	(310)	(306)	2 362	488
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									(276)	(1 256)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									2 086	(768)

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	<b>767</b>	(2 972)	<b>413</b>	(478)	<b>1 082</b>	214	<b>(573)</b>	(903)	<b>1 689</b>	(4 139)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	<b>2 250</b>	4 130	<b>293</b>	1 051	<b>417</b>	446	<b>42</b>	41	<b>3 002</b>	5 668
Impôt sur le résultat différé	<b>(31)</b>	(502)	<b>16</b>	(152)	<b>32</b>	17	<b>(16)</b>	26	<b>1</b>	(611)
Charge de désactualisation	<b>119</b>	112	<b>29</b>	23	<b>3</b>	3	—	—	<b>151</b>	138
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>(370)</b>	597	<b>(370)</b>	597
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	<b>(44)</b>	85	<b>(54)</b>	6	<b>(18)</b>	61	<b>1</b>	—	<b>(115)</b>	152
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	—	<b>(8)</b>	(4)	<b>(8)</b>	(1)	<b>(16)</b>	(5)
Rémunération fondée sur des actions	<b>23</b>	(75)	<b>1</b>	(10)	<b>12</b>	(45)	<b>43</b>	(159)	<b>79</b>	(289)
Prospection	—	—	—	80	—	—	—	—	—	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(107)</b>	(133)	<b>(1)</b>	(6)	<b>(4)</b>	(5)	<b>(1)</b>	—	<b>(113)</b>	(144)
Autres	<b>103</b>	56	<b>(1)</b>	(32)	<b>27</b>	12	<b>35</b>	6	<b>164</b>	42
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	<b>3 080</b>	701	<b>696</b>	482	<b>1 543</b>	699	<b>(847)</b>	(393)	<b>4 472</b>	1 489
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									<b>(41)</b>	(873)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									<b>4 431</b>	616

## 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 juin		Semestres clos les 30 juin	
	2021	2020	2021	2020
Fonds provenant de l'exploitation	<b>2 362</b>	488	<b>4 472</b>	1 489
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes <sup>1)</sup>	<b>(1 346)</b>	(743)	<b>(2 154)</b>	(2 206)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	<b>1 016</b>	(255)	<b>2 318</b>	(717)

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 16 M\$ au deuxième trimestre de 2021 et de 13 M\$ au deuxième trimestre de 2020.

## **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 sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction i) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production, 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, ii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iii) des frais de démarrage de projets, et iv) 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. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion. 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 brutes de raffinage et de commercialisation et charges d'exploitation de raffinage

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, 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 des coûts de la commercialisation intersectorielle et l'incidence de la dépréciation des stocks. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, selon la méthode DEPS, font l'objet d'un autre ajustement pour tenir compte de l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et des activités de gestion des risques à court terme. 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 SSUC, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise les marges brutes 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)	Trimestres clos les 2021 30 juin 2020	Semestres clos les 2021 30 juin 2020		
<b>Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation</b>				
Produits d'exploitation	<b>4 938</b>	2 759	<b>9 951</b>	7 346
Achats de pétrole brut et de produits	<b>(3 712)</b>	(1 701)	<b>(6 987)</b>	(5 659)
Total de la marge brute	<b>1 226</b>	1 058	<b>2 964</b>	1 687
Autres (pertes) produits	<b>6</b>	(26)	<b>(39)</b>	60
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	<b>(14)</b>	(312)	<b>(27)</b>	(29)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation	<b>1 218</b>	720	<b>2 898</b>	1 718
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	<b>32 053</b>	34 369	<b>73 264</b>	77 098
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	<b>38,00</b>	20,95	<b>39,55</b>	22,30
Ajustement au titre de la méthode DEPS	<b>(288)</b>	261	<b>(720)</b>	785
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	<b>930</b>	981	<b>2 178</b>	2 503
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	<b>29,05</b>	28,55	<b>29,75</b>	32,45
<b>Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage</b>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>2)</sup>	<b>472</b>	390	<b>951</b>	870
Coûts non liés au raffinage <sup>2)</sup>	<b>(259)</b>	(191)	<b>(501)</b>	(430)
Charges d'exploitation de raffinage	<b>213</b>	199	<b>450</b>	440
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	<b>32 050</b>	34 369	<b>73 261</b>	77 098
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	<b>6,65</b>	5,80	<b>6,15</b>	5,70

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) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur les charges d'exploitation de raffinage.

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

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

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

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

## 10. Abréviations courantes

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

### Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoules
kpi <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi <sup>3</sup> e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup>	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi <sup>3</sup> e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi <sup>3</sup> e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheure

### Lieux et devises

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

### Contexte financier et commercial

T2	Trimestre clos le 30 juin
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
SYN	Cours de référence du pétrole brut synthétique
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange



## 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 », « à 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 :

- la stratégie de répartition du capital de Suncor, notamment le fait que celle-ci vise à réduire davantage la dette au deuxième semestre de l'exercice; le plafond annuel de 5 G\$ par année établi par Suncor relativement aux dépenses en immobilisations destinées à financer ses activités de base tout en investissant dans le développement énergétique et en augmentant ses activités à faibles émissions de carbone; les attentes de la Société selon lesquelles elle affectera à moyen terme environ 10 % de ses dépenses en immobilisations annuelles (soit environ 500 M\$ par année) à des investissements visant à faire progresser son offre énergétique à faibles émissions de carbone; l'intention de Suncor d'affecter davantage de fonds aux redistributions aux actionnaires sous la forme de dividendes et de rachats d'actions, ainsi qu'à la réduction de la dette, la Société visant une valeur absolue de la dette nette (compte tenu des contrats de location-acquisition) de 12 G\$ à 15 G\$ d'ici 2025; les attentes de la Société selon lesquelles les dividendes augmenteront conformément à son objectif de flux de trésorerie disponibles de 2,15 G\$, les flux de trésorerie disponibles supplémentaires étant destinés aux rachats d'actions; les mesures que la Société entend prendre pour accélérer la réalisation de ses objectifs de réduction de la dette;
- la stratégie mise à jour de Suncor visant à accroître les redistributions aux actionnaires tout en accélérant la réalisation de ses objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES »), en développant ses activités dans le domaine des carburants à faible émission de GES, de l'électricité et de l'hydrogène, en maintenant et en optimisant ses activités de base et en transformant son bilan carbone afin de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2050;
- les énoncés concernant l'objectif stratégique récemment annoncé par Suncor de ne produire aucune émission de GES d'ici 2050 en ce qui concerne les émissions engendrées par l'exploitation de ses installations, notamment celles dans lesquelles elle détient une participation directe, et de contribuer dans une large mesure à l'atteinte des ambitions sociales de carboneutralité et son objectif de réduction de ses émissions annuelles de 10 mégatonnes dans l'ensemble de sa chaîne de valeur d'ici 2030, ainsi que les mesures qu'elle compte prendre pour y arriver;
- l'initiative menée par Suncor, de concert avec quatre partenaires sectoriels et les gouvernements fédéral et albertain, pour atteindre une exploitation des sables pétrolifères carboneutre d'ici 2050 et les mesures de lutte contre les GES que cette initiative étudiera, dont la construction d'une conduite principale de captage, d'utilisation et de stockage du carbone et la mise en œuvre d'autres technologies de prochaine génération;
- les attentes de Suncor à l'égard de la stratégie d'accroissement de la production de Fort Hills, y compris le fait qu'elle considère que la capacité attendue de l'entrepreneur sera atteinte au plus tard en août 2021, que les activités d'enlèvement des morts-terrains seront achevées au plus tard à la clôture de 2021, qu'elle maintiendra les niveaux de production actuels pour le reste de l'exercice et qu'elle passera à deux trains d'extraction primaire dès la fin de 2021 afin d'atteindre la capacité nominale au début de 2022;
- les attentes de Suncor à l'égard de l'installation flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et du gisement de Terra Nova s'y rapportant, ainsi que du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif, notamment qu'une décision quant à l'autorisation du projet sera rendue au troisième trimestre de 2021;
- l'opinion de la Société selon laquelle, à l'issue des travaux de révision menés dans l'ensemble de ses raffineries, Buzzard et Syncrude (Syncrude et Buzzard ayant repris la production) lui permettront d'accélérer la cadence d'exploitation de ses actifs et seront en bonne position pour connaître un excellent deuxième semestre de 2021, et l'opinion selon laquelle, conjointement à l'achèvement de ces travaux, la levée graduelle des restrictions permettra à Suncor d'accroître ses marges au deuxième semestre de l'exercice, la demande intérieure continuant à se redresser pour atteindre les niveaux d'avant la pandémie;
- l'intention de Suncor de poursuivre la réduction structurelle de ses coûts de base et d'améliorer sa productivité, notamment en assurant une transition en douceur vers la reprise de l'exploitation du projet Syncrude et en poursuivant son virage numérique;
- les attentes selon lesquelles, une fois l'exploitation du projet Syncrude reprise par Suncor, il en découlera des synergies brutes d'environ 100 M\$ pour les coentreprises au cours des six premiers mois et de 200 M\$ supplémentaires jusqu'en 2022-2023;
- les attentes de Suncor selon lesquelles les initiatives entreprises en 2021, telles que l'optimisation des mines et les projets d'amélioration numérique, technique et technologique, contribueront à l'atteinte de son objectif de 2,15 G\$ en matière de flux de trésorerie disponibles;

- les énoncés concernant le projet de centrale de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères destiné à remplacer les chaudières à coke actuelles, le projet d'énergie éolienne de Forty Mile, ainsi que le partenariat récemment annoncé entre Suncor et ATCO Ltd. visant à développer un projet d'hydrogène propre d'envergure mondiale en Alberta, notamment les attentes concernant le calendrier et les retombées de ce projet sur les nouveaux objectifs stratégiques de décarbonisation de Suncor et les cibles entourant la réduction des émissions absolues de carbone;
- l'aspiration de Suncor à devenir la première société d'énergie en importance au Canada en mettant l'accent sur l'augmentation des redistributions aux actionnaires tout en accélérant l'atteinte de son objectif de réduction des GES, et l'opinion selon laquelle sa stratégie optimisera la valeur de ses activités de base et améliorera la rentabilité et l'efficacité de ses investissements tout en étant complétée par des investissements économiquement viables dans des projets de développement énergétique qui contribueront à accroître les flux de trésorerie disponibles;
- l'attente de Suncor selon laquelle sa stratégie mise à jour et les progrès réalisés à l'égard de ses objectifs de décarbonisation continueront d'être soutenus par une gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations;
- l'attente de Suncor selon laquelle la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle sera réalisée au cours du troisième trimestre de 2021;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur les travaux de maintenance planifiés prévus à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères;
- l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;
- les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2021, de l'ordre de 3,8 G\$ à 4,5 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 les attentes de Suncor quant à l'affectation de ses dépenses en immobilisations et aux avantages qui devraient en découler;
- 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 énoncés concernant l'offre publique de rachat de la Société, notamment le montant, le calendrier et les modalités des rachats effectués dans le cadre de celle-ci, le fait que, selon le cours des actions ordinaires de la Société et autres facteurs déterminants, le rachat de actions ordinaires de la Société pourrait s'avérer un investissement intéressant et avantageux pour la Société et ses actionnaires, et l'attente selon laquelle la décision d'attribuer de la trésorerie au rachat d'actions ne compromettra pas la stratégie de croissance à long terme de la Société;
- les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne les dépenses d'investissement des activités en aval du secteur E&P, les dépenses d'investissement des activités en amont, la production de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et l'impôt sur le résultat exigible, ainsi 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, de la marge de craquage 2-1-1 au port de New York, du cours au comptant au carrefour AECO et du taux de New York 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 2020, la notice annuelle de 2020 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		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	9 159	4 229	17 838	11 620
Autres (pertes) produits (note 4)	(66)	16	(109)	381
	<b>9 093</b>	<b>4 245</b>	<b>17 729</b>	<b>12 001</b>
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	3 247	1 419	5 830	4 599
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>1)</sup>	2 720	2 129	5 620	5 065
Frais de transport et de distribution <sup>1)</sup>	350	356	731	723
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 10)	1 512	1 522	3 002	5 668
Prospection	12	25	20	164
Profit à la cession d'actifs	(8)	(1)	(16)	(5)
Charges financières (produits financiers) (note 6)	172	(136)	340	1 206
	<b>8 005</b>	<b>5 314</b>	<b>15 527</b>	<b>17 420</b>
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>1 088</b>	<b>(1 069)</b>	<b>2 202</b>	<b>(5 419)</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat</b>				
Exigible	228	(364)	512	(669)
Différé	(8)	(91)	1	(611)
	<b>220</b>	<b>(455)</b>	<b>513</b>	<b>(1 280)</b>
<b>Résultat net</b>	<b>868</b>	<b>(614)</b>	<b>1 689</b>	<b>(4 139)</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net:				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(55)	(109)	(96)	132
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net:				
Gain actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 12)	2	(412)	658	(399)
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>(53)</b>	<b>(521)</b>	<b>562</b>	<b>(267)</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>815</b>	<b>(1 135)</b>	<b>2 251</b>	<b>(4 406)</b>
<b>Par action ordinaire (en dollars) (note 7)</b>				
Résultat net – de base et dilué	0,58	(0,40)	1,12	(2,71)
Dividendes en trésorerie	0,21	0,21	0,42	0,68

1) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020, des montants de 27 M\$ et de 58 M\$ respectivement ont été reclassés des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux aux frais de transport et de distribution. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net.

Se reporter aux notes annexes.

# États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2021	31 décembre 2020
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 035	1 885
Créances	4 350	3 157
Stocks	4 193	3 617
Impôt sur le résultat à recevoir	176	727
Total de l'actif courant	10 754	9 386
Immobilisations corporelles, montant net (note 10)	66 239	68 130
Prospection et évaluation	2 225	2 286
Autres actifs	1 267	1 277
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 435	3 328
Actifs d'impôt différé	177	209
Total de l'actif	84 097	84 616
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dette à court terme	2 603	3 566
Tranche courante de la dette à long terme (note 6)	598	1 413
Tranche courante des obligations locatives à long terme	295	272
Dettes fournisseurs et charges à payer	6 032	4 684
Tranche courante des provisions	611	527
Impôt à payer	174	87
Total du passif courant	10 313	10 549
Dette à long terme (note 6)	14 712	13 812
Obligations locatives à long terme	2 508	2 636
Autres passifs à long terme (note 12)	2 186	2 840
Provisions (note 11)	9 056	10 055
Impôt sur le résultat différé	9 113	8 967
Capitaux propres	36 209	35 757
Total du passif et des capitaux propres	84 097	84 616

Se reporter aux notes annexes.

# Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
<b>Activités d'exploitation</b>				
Résultat net	868	(614)	1 689	(4 139)
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 10)	1 512	1 522	3 002	5 668
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(8)	(91)	1	(611)
Charge de désactualisation (note 6)	77	69	151	138
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains (note 6)	(174)	(499)	(370)	597
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(12)	27	(115)	152
Profit à la cession d'actifs	(8)	(1)	(16)	(5)
Rémunération fondée sur des actions	81	37	79	(289)
Prospection	—	10	—	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(43)	(38)	(113)	(144)
Autres	69	66	164	42
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(276)	(1 256)	(41)	(873)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 086	(768)	4 431	616
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 347)	(698)	(2 150)	(2 018)
Produit de la cession d'actifs	2	2	10	7
Autres placements	(9)	(66)	(16)	(87)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	221	(364)	187	(544)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 133)	(1 126)	(1 969)	(2 642)
<b>Activités de financement</b>				
Augmentation (diminution) nette de la dette à court terme	365	(662)	(906)	724
Augmentation (diminution) nette la dette à long terme (note 6)	—	2 634	(1 050)	2 634
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 6)	—	—	1 423	—
Paiements au titre de l'obligation locative	(80)	(89)	(168)	(171)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	3	—	3	29
Rachat d'actions ordinaires (note 8)	(643)	—	(961)	(307)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(3)	(3)	(5)	(5)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(315)	(320)	(634)	(1 029)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(673)	1 560	(2 298)	1 875
<b>Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents</b>	<b>280</b>	<b>(334)</b>	<b>164</b>	<b>(151)</b>
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(7)	(46)	(14)	37
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	1 762	2 226	1 885	1 960
<b>Trésorerie et équivalents à la clôture de la période</b>	<b>2 035</b>	<b>1 846</b>	<b>2 035</b>	<b>1 846</b>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	353	361	492	508
Impôt sur le résultat (reçu) payé	(230)	(173)	(82)	578

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)
Au 31 décembre 2019	25 167	566	899	15 410	42 042	1 531 874
Résultat net	—	—	—	(4 139)	(4 139)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	132	—	132	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 124 \$	—	—	—	(399)	(399)	—
Total du résultat global	—	—	132	(4 538)	(4 406)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	36	(7)	—	—	29	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	—	19	—	—	19	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 029)	(1 029)	—
Au 30 juin 2020	25 144	578	1 031	9 763	36 516	1 525 151
Au 31 décembre 2020	25 144	591	877	9 145	35 757	1 525 151
Résultat net	—	—	—	1 689	1 689	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(96)	—	(96)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 208 \$ (note 12)	—	—	—	658	658	—
Total du résultat global	—	—	(96)	2 347	2 251	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	3	—	—	—	3	100
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(576)	—	—	(385)	(961)	(34 989)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(122)	—	—	(98)	(220)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	13	—	—	13	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(634)	(634)	—
<b>Au 30 juin 2021</b>	<b>24 449</b>	<b>604</b>	<b>781</b>	<b>10 375</b>	<b>36 209</b>	<b>1 490 262</b>

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, plus précisément la Norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2020. À compter du premier trimestre de 2021, la Société a révisé la présentation de ses charges. Ainsi, le poste « Transport » devient le poste « Frais de transport et de distribution ». Elle a aussi reclassé des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dans les frais de transport et de distribution afin de mieux refléter la nature de ces charges. Ce changement n'a aucune incidence sur le résultat net, et les chiffres des périodes comparatives ont été retraités de manière à le refléter.

### 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 2020.

### 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 2020.

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé (l'« OMS ») a déclaré que la flambée de 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 perturbent et pourraient continuer de perturber 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 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 pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2021.

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 2021.



## 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.

## 3. Information sectorielle

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

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

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	3 766	1 215	906	293	4 916	2 737	9	6	9 597	4 251
Produits intersectoriels	870	437	—	—	22	22	(892)	(459)	—	—
Moins les redevances	(220)	(16)	(218)	(6)	—	—	—	—	(438)	(22)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 416	1 636	688	287	4 938	2 759	(883)	(453)	9 159	4 229
Autres (pertes) produits	(79)	23	11	24	6	(26)	(4)	(5)	(66)	16
	4 337	1 659	699	311	4 944	2 733	(887)	(458)	9 093	4 245
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	345	91	—	—	3 712	1 701	(810)	(373)	3 247	1 419
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>1)</sup>	1 945	1 528	122	111	472	390	181	100	2 720	2 129
Frais de transport et de distribution <sup>1)</sup>	280	272	20	33	60	61	(10)	(10)	350	356
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 092	1 065	191	223	208	214	21	20	1 512	1 522
Prospection	3	1	9	24	—	—	—	—	12	25
Perte (profit) à la cession d'actifs	—	1	—	—	—	(1)	(8)	(1)	(8)	(1)
Charges financières (produits financiers)	90	92	17	14	6	15	59	(257)	172	(136)
	3 755	3 050	359	405	4 458	2 380	(567)	(521)	8 005	5 314
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>582</b>	<b>(1 391)</b>	<b>340</b>	<b>(94)</b>	<b>486</b>	<b>353</b>	<b>(320)</b>	<b>63</b>	<b>1 088</b>	<b>(1 069)</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat</b>										
Exigible	164	(314)	89	(19)	96	57	(121)	(88)	228	(364)
Différé	(23)	(58)	1	(24)	15	27	(1)	(36)	(8)	(91)
	141	(372)	90	(43)	111	84	(122)	(124)	220	(455)
<b>Résultat net</b>	<b>441</b>	<b>(1 019)</b>	<b>250</b>	<b>(51)</b>	<b>375</b>	<b>269</b>	<b>(198)</b>	<b>187</b>	<b>868</b>	<b>(614)</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>										
	834	437	64	131	375	86	74	44	1 347	698

1) Les montants des périodes précédentes du secteur Raffinage et commercialisation ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Pour le trimestre clos le 30 juin 2020, un montant de 27 M\$ a été reclassé des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux aux frais de transport et de distribution. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net.

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	7 061	3 542	1 496	832	9 906	7 300	15	15	18 478	11 689
Produits intersectoriels	1 926	1 427	—	—	45	46	(1 971)	(1 473)	—	—
Moins les redevances	(378)	(41)	(262)	(28)	—	—	—	—	(640)	(69)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	8 609	4 928	1 234	804	9 951	7 346	(1 956)	(1 458)	17 838	11 620
Autres (pertes) produits	(81)	271	10	57	(39)	60	1	(7)	(109)	381
	8 528	5 199	1 244	861	9 912	7 406	(1 955)	(1 465)	17 729	12 001
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	595	498	—	—	6 987	5 659	(1 752)	(1 558)	5 830	4 599
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>1)</sup>	3 918	3 780	232	244	951	870	519	171	5 620	5 065
Frais de transport et de distribution <sup>1)</sup>	556	561	72	56	123	128	(20)	(22)	731	723
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	2 250	4 130	293	1 051	417	446	42	41	3 002	5 668
Prospection	5	58	15	106	—	—	—	—	20	164
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	—	—	—	(8)	(4)	(8)	(1)	(16)	(5)
Charges financières	177	173	34	17	22	15	107	1 001	340	1 206
	7 501	9 200	646	1 474	8 492	7 114	(1 112)	(368)	15 527	17 420
<b>Résultat avant impôt</b>	<b>1 027</b>	<b>(4 001)</b>	<b>598</b>	<b>(613)</b>	<b>1 420</b>	<b>292</b>	<b>(843)</b>	<b>(1 097)</b>	<b>2 202</b>	<b>(5 419)</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat</b>										
Exigible	291	(527)	169	17	306	61	(254)	(220)	512	(669)
Différé	(31)	(502)	16	(152)	32	17	(16)	26	1	(611)
	260	(1 029)	185	(135)	338	78	(270)	(194)	513	(1 280)
<b>Résultat net</b>	<b>767</b>	<b>(2 972)</b>	<b>413</b>	<b>(478)</b>	<b>1 082</b>	<b>214</b>	<b>(573)</b>	<b>(903)</b>	<b>1 689</b>	<b>(4 139)</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>										
	1 373	1 447	133	310	495	178	149	83	2 150	2 018

1) Les montants des périodes précédentes du secteur Raffinage et commercialisation ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Pour le semestre clos le 30 juin 2020, un montant de 58 M\$ a été reclassé des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux aux frais de transport et de distribution. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net.

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

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

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	2021			2020		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
<b>Sables pétrolifères</b>						
Pétrole brut synthétique et diesel	3 294	—	3 294	1 312	—	1 312
Bitume	1 342	—	1 342	340	—	340
	4 636	—	4 636	1 652	—	1 652
<b>Exploration et production</b>						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	518	387	905	160	132	292
Gaz naturel	—	1	1	—	1	1
	518	388	906	160	133	293
<b>Raffinage et commercialisation</b>						
Essence	2 260	—	2 260	1 132	—	1 132
Distillat	2 030	—	2 030	1 148	—	1 148
Autres	648	—	648	479	—	479
	4 938	—	4 938	2 759	—	2 759
<b>Siège social et éliminations</b>						
	(883)	—	(883)	(453)	—	(453)
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>9 209</b>	<b>388</b>	<b>9 597</b>	<b>4 118</b>	<b>133</b>	<b>4 251</b>
<b>Sables pétrolifères</b>						
Pétrole brut synthétique et diesel	6 641	—	6 641	4 091	—	4 091
Bitume	2 346	—	2 346	878	—	878
	8 987	—	8 987	4 969	—	4 969
<b>Exploration et production</b>						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	904	589	1 493	479	351	830
Gaz naturel	—	3	3	—	2	2
	904	592	1 496	479	353	832
<b>Raffinage et commercialisation</b>						
Essence	4 311	—	4 311	3 026	—	3 026
Distillat	4 317	—	4 317	3 264	—	3 264
Autres	1 323	—	1 323	1 056	—	1 056
	9 951	—	9 951	7 346	—	7 346
<b>Siège social et éliminations</b>						
	(1 956)	—	(1 956)	(1 458)	—	(1 458)
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>17 886</b>	<b>592</b>	<b>18 478</b>	<b>11 336</b>	<b>353</b>	<b>11 689</b>

## 4. Autres (pertes) produits

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Activités de négociation de l'énergie				
(Pertes) profits comptabilisés en résultat net	(2)	(69)	9	167
Profits (pertes) à l'évaluation des stocks	20	87	(1)	(10)
Gestion du risque lié au prix des marchandises à court terme	(104)	(86)	(170)	99
Produit financier et produits d'intérêts	23	13	46	49
Produit d'assurance <sup>1)</sup>	—	49	—	49
Autres	(3)	22	7	27
	(66)	16	(109)	381

1) Le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2020 comprennent les produits d'assurance liés à l'interruption à MacKay River, dans le secteur Sables pétrolifères.

## 5. Rémunération fondée sur des actions

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	4	6	13	19
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	80	31	182	(69)
	84	37	195	(50)

## 6. Charges financières

(en millions de dollars)	Trimestre clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Intérêts sur la dette	216	225	426	441
Intérêts sur les obligations locatives	41	42	82	84
Intérêts incorporés à l'actif	(37)	(27)	(68)	(65)
Charges d'intérêts	220	240	440	460
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	13	13	26	26
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	14	13	29	27
Charge de désactualisation	77	69	151	138
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(174)	(499)	(370)	597
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	22	28	64	(42)
	172	(136)	340	1 206

Au deuxième trimestre de 2021, la Société a réduit la taille de chacune de ses facilités de crédit consortiales de 500 M\$ US et de 500 M\$, pour les ramener à 2,0 G\$ US et à 3,0 G\$ respectivement, et a prorogé les échéances d'avril 2022 et 2023 à juin 2024 et 2025, respectivement.

Le 4 mars 2021, la Société a émis des billets non garantis de premier rang de 750 M\$ US échéant le 4 mars 2051. Ces billets portent intérêt au taux de 3,75 % et leur prix a été fixé à 99,518 \$ US par tranche de capital de 100 \$ US, pour un taux effectif de 3,777 %. Le 4 mars 2021, la Société a également émis des billets à moyen terme de série 8 non garantis de premier rang d'une valeur de 500 M\$ venant à échéance le 4 mars 2051. Ces billets portent intérêt au taux de 3,95 % et leur prix a été fixé à 98,546 \$ par tranche de capital de 100 \$, pour un taux effectif de 4,034 %. Les intérêts sur les billets à 3,75 % et à 3,95 % sont payés chaque semestre.

Au cours du premier trimestre de 2021, la Société a réalisé un rachat anticipé de ses billets à moyen terme non garantis de premier rang de série 5 de 750 M\$, assortis d'un taux d'intérêt de 3,10 % dont l'échéance initiale était établie au 26 novembre 2021, pour un montant de 770 M\$, y compris des intérêts courus de 8 M\$, ce qui a donné lieu à une perte sur extinction de 12 M\$ (9 M\$ après impôt).

La Société a également réalisé un rachat anticipé de ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 220 M\$ US (valeur comptable de 278 M\$) assortis d'un taux d'intérêt de 9,40 % dont l'échéance initiale était établie au 1<sup>er</sup> septembre 2021 pour un montant de 230 M\$ US (290 M\$), y compris des intérêts courus de 2 M\$ US (2 M\$), ce qui a donné lieu à une perte sur extinction de 10 M\$ (8 M\$ après impôt).

Le 5 mars 2021, la Société a résilié des facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$, puisqu'elles n'étaient plus nécessaires. Les facilités de crédit résiliées avaient une durée de deux ans et ont été conclues en mars et avril 2020 afin d'assurer l'accès à des ressources financières adéquates dans le cadre de la pandémie de COVID-19, au besoin.

## 7. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2021	30 juin 2020	2021	30 juin 2020
Résultat net	<b>868</b>	(614)	<b>1 689</b>	(4 139)
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 502</b>	1 525	<b>1 512</b>	1 527
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	<b>1</b>	—	<b>1</b>	—
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	<b>1 503</b>	1 525	<b>1 513</b>	1 527
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base et dilué par action	<b>0,58</b>	(0,40)	<b>1,12</b>	(2,71)

## 8. Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Au cours du premier trimestre de 2021, la Société a annoncé son intention de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2021 ») afin de racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York (la « NYSE ») ou d'autres plateformes de négociation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2021, la Société peut racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 44 000 000 d'actions ordinaires entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022. Au trimestre clos le 30 juin 2021, la Société a racheté 22,9 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 au prix moyen de 28,05 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 643 M\$. Au semestre clos le 30 juin 2021, la Société a racheté 35,0 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 au prix moyen de 27,47 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 961 M\$.

Après le deuxième trimestre de 2021, Suncor a reçu l'approbation de la TSX en vue de modifier l'offre publique de rachat de 2021 à compter de la fermeture des marchés le 30 juillet 2021 visant le rachat d'actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres plateformes de négociation. L'avis modifié prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022 de 44 000 000 actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021 à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat n'a été modifiée.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 2021	30 juin 2020	Semestres clos les 2021	30 juin 2020
<b>Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)</b>				
Actions rachetées	<b>22 934</b>	—	<b>34 989</b>	7 527
<b>Montants imputés aux postes suivants :</b>				
Capital-actions	<b>377</b>	—	<b>576</b>	124
Résultats non distribués	<b>266</b>	—	<b>385</b>	183
Coût des rachats d'actions	<b>643</b>	—	<b>961</b>	307

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

(en millions de dollars)	30 juin 2021	31 décembre 2020
<b>Montants imputés aux postes suivants :</b>		
Capital-actions	<b>122</b>	—
Résultats non distribués	<b>98</b>	—
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	<b>220</b>	—

## 9. Instruments financiers

### Instruments financiers dérivés

#### a) Instruments financiers dérivés non désignés

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion de l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises à court terme et des taux de change.

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non désignés liés à la négociation de l'énergie ou à la gestion des risques sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2020	(121)
Règlements en trésorerie – montant versé au cours de l'exercice	279
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice	(161)
Juste valeur des contrats en cours au 30 juin 2021	(3)

#### b) Hiérarchie des justes valeurs

Pour estimer la juste valeur des dérivés, la Société se fonde sur les cours du marché, lorsqu'ils sont disponibles, ou sur des modèles de tiers ou des méthodes d'évaluation qui reposent sur des données de marché observables. Outre les données de marché, la Société tient compte d'informations se rapportant à la transaction, que les intervenants du marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, y compris l'incidence du risque de non-exécution. Cependant, ces estimations n'indiquent pas nécessairement les montants qui pourraient être réalisés ou réglés dans le cadre d'une transaction de marché courante. La Société classe les données d'entrées utilisées pour déterminer les justes valeurs en recourant à une hiérarchie qui établit leur priorité à partir de la mesure dans laquelle elles sont observables sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont les suivants :

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui sont représentatifs des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.

- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données d'entrée non observables sont négligeables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 30 juin 2021, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

Lorsqu'elle établit ses estimations, la Société utilise les données les plus observables aux fins d'évaluation. Si l'évaluation de la juste valeur repose sur des données d'entrée correspondant à différents niveaux hiérarchiques, l'évaluation est classée selon les données d'entrée du plus bas niveau qui sont importantes pour l'évaluation de la juste valeur.

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 30 juin 2021, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	77	76	—	153
Dettes fournisseurs	(116)	(40)	—	(156)
	(39)	36	—	(3)

Au cours du deuxième trimestre de 2021, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Les créances de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujetties au risque de crédit normal de l'industrie. Bien que le secteur ait connu des baisses de la notation en raison de la pandémie de COVID-19, cela n'a pas eu une incidence importante sur Suncor puisque la plupart de ses clients sont des entreprises de grande taille bien établies en aval et qui bénéficient d'une notation de qualité supérieure.

## Instruments financiers non dérivés

Au 30 juin 2021, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 15,3 G\$ (15,2 G\$ au 31 décembre 2020) et sa juste valeur, à 18,7 G\$ (18,8 G\$ au 31 décembre 2020). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

## 10. Dépréciation d'actifs

### Sables pétrolières

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 1,38 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,44 G\$) au titre de sa quote-part des actifs de Fort Hills dans le secteur Sables pétrolières.

Aucune indication de dépréciation ou de reprise n'a été repérée au 30 juin 2021.

### Exploration et production

#### Actifs de White Rose

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 137 M\$ (déduction faite de l'impôt de 45 M\$) au titre de sa quote-part du projet White Rose dans le secteur Exploration et production.

Au quatrième trimestre de 2020, la Société a réévalué la probabilité de terminer le projet d'extension ouest de White Rose. À la suite de cette réévaluation, la Société a soumis l'UGT White Rose à un autre test de dépréciation. Une perte de valeur après impôt de 423 M\$ (déduction faite de l'impôt de 136 M\$) a été comptabilisée et l'UGT White Rose était entièrement dépréciée au 31 décembre 2020.

Aucune indication de reprise n'a été repérée au 30 juin 2021.

#### Actifs de Terra Nova

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 285 M\$ (déduction faite de l'impôt de 93 M\$) au titre de sa quote-part des actifs de Terra Nova dans le secteur Exploration et production.

Aucune indication de dépréciation ou de reprise n'a été repérée au 30 juin 2021.

## 11. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 1,0 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2021. La diminution tient essentiellement à la hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui est passé à 3,60 % (3,10 % au 31 décembre 2020).

## 12. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

Pour le semestre clos le 30 juin 2021, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel s'est élevé à 658 M\$ (déduction faite de l'impôt de 208 M\$), en raison principalement d'une augmentation du taux d'actualisation, lequel est passé à 3,20 % (2,50 % au 31 décembre 2020).

## 13. Événement postérieur à la date de clôture

Après le 30 juin 2021, l'entente visant la vente de la participation directe de 26,69 % de Suncor dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle a été acceptée par les actionnaires de l'acheteur selon le respect des conditions financières. La date de prise d'effet de la vente est le 1<sup>er</sup> janvier 2021 pour un produit brut de 325 M\$ US et une contrepartie conditionnelle de 50 M\$ US avant les ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture. La réalisation de la vente est prévue au troisième trimestre de 2021.





# Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

		Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de douze mois close le
	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	30 juin 2021	30 juin 2020	31 déc. 2020
<b>Sables pétrolifères</b>								
<b>Volumes de production (kb/j)</b>								
<b>Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)</b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères	326,8	329,6	309,7	252,3	319,4	328,2	325,6	303,1
Syncrude	110,4	190,3	204,6	158,5	117,2	149,9	144,5	163,1
Total de la production de produits valorisés	437,2	519,9	514,3	410,8	436,6	478,1	470,1	466,2
<b>Production de bitume non valorisé</b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères	133,2	119,5	94,8	65,6	69,8	126,4	57,8	69,1
Fort Hills	45,3	51,2	62,4	42,6	47,3	48,2	64,0	58,1
Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	178,5	170,7	157,2	108,2	117,1	174,6	121,8	127,2
<b>Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>615,7</b>	<b>690,6</b>	<b>671,5</b>	<b>519,0</b>	<b>553,7</b>	<b>652,7</b>	<b>591,9</b>	<b>593,4</b>
<b>Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)</b>								
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	433,9	515,2	495,6	420,1	443,1	474,2	477,9	467,9
Bitume non valorisé	183,5	180,2	139,6	119,1	116,4	182,0	121,9	125,6
<b>Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>617,4</b>	<b>695,4</b>	<b>635,2</b>	<b>539,2</b>	<b>559,5</b>	<b>656,2</b>	<b>599,8</b>	<b>593,5</b>
<b>Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères - moyennes <sup>1),A)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	21,25	20,60	23,50	28,85	23,55	20,90	25,35	25,60
Gaz naturel	2,60	2,70	3,00	2,90	2,25	2,70	2,25	2,60
	23,85	23,30	26,50	31,75	25,80	23,60	27,60	28,20
<b>Charges d'exploitation décaissées liées au bitume de Fort Hills <sup>1),A)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	38,60	33,95	29,40	33,05	33,40	36,10	30,90	30,90
Gaz naturel	2,75	3,10	2,15	2,15	1,95	2,95	1,70	1,90
	41,35	37,05	31,55	35,20	35,35	39,05	32,60	32,80
<b>Charges d'exploitation décaissées liées au pétrole brut synthétique de Syncrude <sup>1),A)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	47,65	30,85	27,30	33,30	36,70	37,10	35,90	32,55
Gaz naturel	2,60	1,40	1,15	1,05	1,65	1,85	1,40	1,25
	50,25	32,25	28,45	34,35	38,35	38,95	37,30	33,80

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.

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

# Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

		Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de douze mois close le
	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	30 juin 2021	30 juin 2020	31 déc. 2020
<b>Revenus nets du secteur Sables pétrolifères <sup>A),C)</sup></b>								
<b>Bitume (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	<b>55,54</b>	47,57	34,06	29,56	20,69	<b>51,60</b>	24,64	28,44
Redevances	<b>(3,65)</b>	(0,83)	(0,25)	(0,36)	(0,21)	<b>(2,23)</b>	(0,33)	(0,32)
Frais de transport et de distribution	<b>(5,34)</b>	(5,04)	(5,16)	(5,28)	(6,73)	<b>(5,19)</b>	(6,99)	(6,07)
Charges d'exploitation nettes	<b>(15,55)</b>	(13,88)	(19,84)	(17,85)	(20,97)	<b>(14,74)</b>	(21,45)	(20,14)
Revenus d'exploitation nets	<b>31,00</b>	27,82	8,81	6,07	(7,22)	<b>29,44</b>	(4,13)	1,91
<b>Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	<b>81,34</b>	69,40	51,34	50,72	31,39	<b>74,90</b>	45,41	48,19
Redevances	<b>(4,01)</b>	(3,10)	(0,31)	(0,82)	(0,35)	<b>(3,52)</b>	(0,35)	(0,45)
Frais de transport et de distribution	<b>(4,84)</b>	(4,18)	(3,75)	(4,54)	(4,91)	<b>(4,49)</b>	(4,61)	(4,36)
Charges d'exploitation nettes	<b>(32,04)</b>	(26,64)	(26,94)	(31,49)	(29,58)	<b>(29,13)</b>	(29,86)	(29,45)
Revenus d'exploitation nets	<b>40,45</b>	35,48	20,34	13,87	(3,45)	<b>37,76</b>	10,59	13,93
<b>Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	<b>73,67</b>	63,73	47,54	46,04	29,16	<b>68,43</b>	41,19	44,01
Redevances	<b>(3,90)</b>	(2,50)	(0,31)	(0,72)	(0,32)	<b>(3,16)</b>	(0,38)	(0,44)
Frais de transport et de distribution	<b>(4,99)</b>	(4,41)	(4,06)	(4,70)	(5,29)	<b>(4,68)</b>	(5,09)	(4,72)
Charges d'exploitation nettes	<b>(27,14)</b>	(23,34)	(25,38)	(28,47)	(27,79)	<b>(25,14)</b>	(28,15)	(27,48)
Revenus d'exploitation nets	<b>37,64</b>	33,48	17,79	12,15	(4,24)	<b>35,45</b>	7,57	11,37

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.

C) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des 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.

# Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

	30 juin 2021	Trimestres clos les				30 juin 2020	Semestres clos les		Période de douze mois close le
		31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020		30 juin 2021	30 juin 2020	31 déc. 2020	
<b>Exploration et production</b>									
<b>Volumes de production</b>									
Exploration et production – Canada (kb/j)	<b>57,5</b>	58,0	56,8	57,1	62,3	<b>57,8</b>	62,3	59,7	
Exploration et production – International (kbep/j)	<b>26,5</b>	37,3	40,9	40,1	39,5	<b>31,8</b>	43,5	42	
<b>Total des volumes de production (kbep/j)</b>	<b>84,0</b>	95,3	97,7	97,2	101,8	<b>89,6</b>	105,8	101,7	
<b>Total des volumes des ventes (kbep/j)</b>	<b>103,8</b>	84,2	98,8	96,0	108,7	<b>94,1</b>	107,9	102,6	
<b>Revenus nets <sup>A),C)</sup></b>									
<b>Côte Est du Canada (\$/b)</b>									
Prix moyen obtenu	<b>82,24</b>	76,09	56,44	58,77	27,55	<b>79,60</b>	47,97	52,62	
Redevances	<b>(13,26)</b>	(9,24)	(6,83)	(5,70)	(0,96)	<b>(11,53)</b>	(2,47)	(4,30)	
Frais de transport et de distribution	<b>(1,59)</b>	(2,18)	(2,19)	(2,56)	(4,68)	<b>(1,84)</b>	(3,44)	(2,93)	
Charges d'exploitation	<b>(10,27)</b>	(11,27)	(12,21)	(13,23)	(10,40)	<b>(10,70)</b>	(11,78)	(12,23)	
Revenus d'exploitation nets	<b>57,12</b>	53,40	35,21	37,28	11,51	<b>55,53</b>	30,28	33,16	
<b>International à l'exclusion de la Libye (\$/bep)</b>									
Prix moyen obtenu	<b>80,41</b>	72,05	54,93	56,56	32,63	<b>76,07</b>	49,77	52,51	
Frais de transport et de distribution	<b>(1,59)</b>	(2,54)	(2,10)	(2,50)	(1,83)	<b>(2,08)</b>	(2,17)	(2,23)	
Charges d'exploitation	<b>(13,20)</b>	(8,05)	(7,51)	(7,29)	(7,01)	<b>(10,52)</b>	(6,79)	(7,06)	
Revenus d'exploitation nets	<b>65,62</b>	61,46	45,32	46,77	23,79	<b>63,47</b>	40,81	43,22	

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.

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

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

# Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

		Trimestres clos les				Semestres clos les		Période de douze mois close le
	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	30 juin 2021	30 juin 2020	31 déc. 2020
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	463,3	548,1	508,8	534,0	438,8	505,6	485,1	503,4
Pétrole brut traité (kb/j)	325,3	428,4	438	399,7	350,4	376,6	394,9	407,0
Volumes des ventes liées aux activités de vente (ML)	4 791	4 866	4 918	5 285	4 164	9 657	9 300	19 503
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	70	92	95	87	76	81	85	88
<b>Marges brutes de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b) <sup>A)</sup></b>								
	38,00	40,75	25,75	30,75	20,95	39,55	22,30	25,30
<b>Marges brutes de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b) <sup>A)</sup></b>								
	29,05	30,30	25,05	25,00	28,55	29,75	32,45	28,65
<b>Marge brute liée aux activités de vente (c/l) <sup>A), G)</sup></b>								
	8,30	6,75	7,70	7,50	7,35	7,55	6,55	7,10
<b>Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) <sup>A)</sup></b>								
	6,65	5,75	5,20	5,40	5,80	6,15	5,70	5,50
<b>Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) <sup>A), G)</sup></b>								
	3,10	2,80	3,00	2,70	3,15	2,95	3,00	2,95
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	97,5	115,6	105,5	120,2	76,0	106,5	94,3	103,6
Distillat	86,4	95,8	94,9	93,4	84,2	91,1	89,5	91,9
Total des ventes de carburants de transport	183,9	211,4	200,4	213,6	160,2	197,6	183,8	195,5
Produits pétrochimiques	12,4	12,9	8,9	8,2	9,4	12,7	9,6	9,1
Asphalte	16,5	12,0	15,9	19,1	13,4	14,3	12,2	14,9
Autres	15,4	25,6	24,3	18,7	23,4	20,5	25,6	23,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>228,2</b>	<b>261,9</b>	<b>249,5</b>	<b>259,6</b>	<b>206,4</b>	<b>245,1</b>	<b>231,2</b>	<b>243,0</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	183,7	200,5	212,6	208,7	169,2	192,1	191,1	201,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	83	90	96	94	76	87	86	91
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)								
Carburants de transport								
Essence	103,5	117,0	107,4	113,2	99,6	110,2	110,6	110,5
Distillat	110,5	149,9	128,0	127,2	106,1	130,1	120,0	123,8
Total des ventes de carburants de transport	214,0	266,9	235,4	240,4	205,7	240,3	230,6	234,3
Asphalte	8,8	6,0	9,9	17,4	14,4	7,4	11,6	12,6
Autres	12,3	13,3	14,0	16,6	12,3	12,8	11,7	13,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>235,1</b>	<b>286,2</b>	<b>259,3</b>	<b>274,4</b>	<b>232,4</b>	<b>260,5</b>	<b>253,9</b>	<b>260,4</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	141,6	227,9	225,4	191,0	181,2	184,5	203,8	206,0
Utilisation de la capacité de raffinage <sup>D)</sup> (%)	58	93	94	80	76	76	85	86

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) La capacité de traitement de brut de la raffinerie d'Edmonton a augmenté à 146 000 b/j en 2021, par rapport à 142 000 b/j en 2020.

G) Au deuxième trimestre de 2021, la Société a présenté pour la première fois la marge et les charges d'exploitation de raffinage liée aux activités de ventes dans un souci de transparence plus élevée à l'égard du modèle intégré de Suncor et afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue le rendement des activités. Les activités de vente englobent les activités de vente au détail et en gros. titre de société de pétrole et de gaz naturel intégrée, les prix de transfert sont utilisés pour l'attribution de marges à la chaîne de valeur. Les prix de transfert de la Société qui ont une incidence sur les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente reposent sur la méthodologie du coût de remplacement, laquelle pourrait différer des prix de transfert assujettis aux accords d'approvisionnement négociés par des participants au marché indépendants. Les marges liées aux activités de vente peuvent tenir compte des écarts liés à l'emplacement supplémentaires en plus des coûts d'approvisionnement de remplacement, ainsi que des marges liées aux réseaux de ventes au détail et de ventes en gros applicables générées dans ces marchés.

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 pétroliers<sup>A),C)</sup>

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

Pour les trimestres clos les	30 juin 2021			31 mars 2021		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétroliers	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétroliers
Produits d'exploitation	1 342	3 294	4 636	1 004	3 347	4 351
Autres (pertes) produits	(71)	(8)	(79)	7	(9)	(2)
Achats de pétrole brut et de produits	(321)	(24)	(345)	(203)	(47)	(250)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(22)	(50)		(35)	(74)	
Montant brut réalisé	928	3 212		773	3 217	
Redevances	(62)	(158)	(220)	(14)	(144)	(158)
Frais de transport et de distribution	(89)	(191)	(280)	(82)	(194)	(276)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(360)	(1 585)	(1 945)	(325)	(1 648)	(1 973)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	101	317		100	413	
Charges d'exploitation nettes	(259)	(1 268)		(225)	(1 235)	
Marge brute	518	1 595		452	1 644	
Volumes de ventes (kb)	16 700	39 489		16 246	46 343	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>31,00</b>	<b>40,45</b>		<b>27,82</b>	<b>35,48</b>	

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2020			30 septembre 2020		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétroliers	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétroliers
Produits d'exploitation	638	2 443	3 081	527	2 040	2 567
Autres (pertes) produits	(9)	(4)	(13)	23	17	40
Achats de pétrole brut et de produits	(128)	(47)	(175)	(143)	(28)	(171)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(63)	(51)		(83)	(69)	
Montant brut réalisé	438	2 341		324	1 960	
Redevances	(4)	(14)	(18)	(4)	(32)	(36)
Ajustement lié aux redevances <sup>3)</sup>	1	—		—	—	
Redevances nettes	(3)	(14)		(4)	(32)	
Frais de transport et de distribution	(256)	(170)	(426)	(61)	(175)	(236)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution <sup>3)</sup>	189	—		3	—	
Frais de transport et de distribution nets	(67)	(170)		(58)	(175)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(261)	(1 478)	(1 739)	(190)	(1 460)	(1 650)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	6	250		(5)	243	
Charges d'exploitation nettes	(255)	(1 228)		(195)	(1 217)	
Marge brute	113	929		67	536	
Volumes de ventes (kb)	12 837	45 601		10 949	38 646	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>8,81</b>	<b>20,34</b>		<b>6,07</b>	<b>13,87</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.

C) 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 (suite)

(non audité)

## Revenus nets du secteur Sables pétrolifères <sup>A),C)</sup>

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

Pour le trimestre clos le	30 juin 2020		Secteur Sables pétrolifères
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	
Produits d'exploitation	340	1 312	<b>1 652</b>
Autres (pertes) produits	(19)	42	<b>23</b>
Achats de pétrole brut et de produits	(69)	(22)	<b>(91)</b>
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(34)	(65)	
Montant brut réalisé	218	1 267	
Redevances	(2)	(14)	<b>(16)</b>
Frais de transport et de distribution	(73)	(199)	<b>(272)</b>
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution <sup>3)</sup>	2	—	
Frais de transport et de distribution nets	(71)	(199)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(194)	(1 334)	<b>(1 528)</b>
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	(28)	141	
Charges d'exploitation nettes	(222)	(1 193)	
Perte brute	(77)	(139)	
Volumes de ventes (kb)	10 589	40 326	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>(7,22)</b>	<b>(3,45)</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.

C) 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 (suite)

(non audité)

## Revenus nets du secteur Sables pétrolifères <sup>A),C)</sup>

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

Pour les semestres clos les	30 juin 2021			30 juin 2020		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 346	6 641	<b>8 987</b>	878	4 091	<b>4 969</b>
Autres (pertes) produits	(64)	(17)	<b>(81)</b>	7	264	<b>271</b>
Achats de pétrole brut et de produits	(524)	(71)	<b>(595)</b>	(431)	(67)	<b>(498)</b>
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(57)	(124)		92	(338)	
Montant brut réalisé	1 701	6 429		546	3 950	
Redevances	(76)	(302)	<b>(378)</b>	(11)	(30)	<b>(41)</b>
Ajustement lié aux redevances <sup>3)</sup>	—	—		3	—	
Redevances nettes	(76)	(302)		(8)	(30)	
Frais de transport et de distribution	(171)	(385)	<b>(556)</b>	(159)	(402)	<b>(561)</b>
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution <sup>3)</sup>	—	—		5	—	
Frais de transport et de distribution nets	(171)	(385)		(154)	(402)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(685)	(3 233)	<b>(3 918)</b>	(578)	(3 202)	<b>(3 780)</b>
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	201	730		102	606	
Charges d'exploitation nettes	(484)	(2 503)		(476)	(2 596)	
Marge brute (perte brute)	970	3 239		(92)	922	
Volumes de ventes (kb)	32 946	85 832		22 194	86 964	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>29,44</b>	<b>37,76</b>		<b>(4,13)</b>	<b>10,59</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.

C) 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 <sup>(suite)</sup>

(non audité)

## Revenus nets du secteur Sables pétrolifères <sup>A),C)</sup>

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

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2020		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 043	8 574	<b>10 617</b>
Autres produits	21	277	<b>298</b>
Achats de pétrole brut et de produits	(702)	(142)	<b>(844)</b>
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(54)	(458)	
Montant brut réalisé	1 308	8 251	
Redevances	(19)	(76)	<b>(95)</b>
Ajustement lié aux redevances <sup>5)</sup>	4	—	
Redevances nettes	(15)	(76)	
Frais de transport et de distribution	(476)	(747)	<b>(1 223)</b>
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution <sup>3)</sup>	197	—	
Frais de transport et de distribution nets	(279)	(747)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 029)	(6 140)	<b>(7 169)</b>
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>4)</sup>	103	1 099	
Charges d'exploitation nettes	(926)	(5 041)	
Marge brute	88	2 387	
Volumes de ventes (kb)	45 980	171 211	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>1,91</b>	<b>13,93</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.

C) 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 (suite)

(non audité)

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

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

Pour les trimestres clos les	30 juin 2021				31 mars 2021			
	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>6)</sup>	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>6)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	211	518	177	906	204	361	25	590
Redevances	—	(84)	(134)	(218)	—	(44)	—	(44)
Frais de transport et de distribution	(4)	(10)	(6)	(20)	(7)	(10)	(35)	(52)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(43)	(75)	(4)	(122)	(33)	(66)	(11)	(110)
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	8	11			10	12		
Marge brute	172	360			174	253		
Volumes de ventes (kbep)	2 619	6 301			2 828	4 748		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>65,62</b>	<b>57,12</b>			<b>61,46</b>	<b>53,40</b>		
Pour les trimestres clos les	31 décembre 2020				30 septembre 2020			
	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>6)</sup>	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>6)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	193	299	63	555	201	311	—	512
Redevances	—	(36)	(49)	(85)	—	(30)	—	(30)
Frais de transport et de distribution	(7)	(12)	(1)	(20)	(9)	(15)	—	(24)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(71)	(11)	(114)	(33)	(77)	(8)	(118)
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	5	6			7	8		
Marge brute	159	186			166	197		
Volumes de ventes (kbep)	3 511	5 294			3 552	5 281		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>45,32</b>	<b>35,21</b>			<b>46,77</b>	<b>37,28</b>		
Pour le trimestre clos le	30 juin 2020							
	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>6)</sup>	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>6)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	133	160	—	293				
Redevances	—	(6)	—	(6)				
Frais de transport et de distribution	(7)	(26)	—	(33)				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(34)	(68)	(9)	(111)				
Coûts non liés à la production <sup>7)</sup>	5	7						
Marge brute	97	67						
Volumes de ventes (kbep)	4 086	5 803						
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>23,79</b>	<b>11,51</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.

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

# Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation <sup>(suite)</sup>

(non audité)

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

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

Pour les semestres clos les	30 juin 2021				30 juin 2020			
	International <sup>(G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>(G)</sup>	Secteur E&P	International <sup>(G)</sup>	Côte Est du Canada	Autres <sup>(G)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	415	879	202	<b>1 496</b>	415	542	(125)	<b>832</b>
Redevances	—	(128)	(134)	<b>(262)</b>	—	(28)	—	<b>(28)</b>
Frais de transport et de distribution	(11)	(20)	(41)	<b>(72)</b>	(18)	(38)	—	<b>(56)</b>
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(76)	(141)	(15)	<b>(232)</b>	(66)	(153)	(25)	<b>(244)</b>
Coûts non liés à la production <sup>(7)</sup>	18	23			9	19		
Marge brute	346	613			340	342		
Volumes de ventes (kbep)	5 447	11 049			8 343	11 304		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>63,47</b>	<b>55,53</b>			<b>40,81</b>	<b>30,28</b>		

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2020			
	International	Côte Est du Canada	Autres <sup>(G)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	809	1 152	(62)	<b>1 899</b>
Redevances	—	(94)	(49)	<b>(143)</b>
Frais de transport et de distribution	(34)	(65)	(1)	<b>(100)</b>
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(131)	(301)	(44)	<b>(476)</b>
Coûts non liés à la production <sup>(7)</sup>	21	33		
Marge brute	665	725		
Volumes de ventes (kbep)	15 406	21 879		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>43,22</b>	<b>33,16</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.

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)</sup>

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	Trimestres clos les					Semestres clos les		Période de douze mois close le
	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	30 juin 2021	30 juin 2020	31 déc. 2020
Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation								
Produits d'exploitation	4 938	5 013	3 876	4 050	2 759	9 951	7 346	15 272
Achats de pétrole brut et de produits	(3 712)	(3 275)	(2 744)	(2 840)	(1 701)	(6 987)	(5 659)	(11 243)
Total de la marge brute	1 226	1 738	1 132	1 210	1 058	2 964	1 687	4 029
Autres (pertes) produits	6	(45)	(10)	(2)	(26)	(39)	60	48
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation <sup>B)</sup>	(14)	(13)	(14)	(14)	(312)	(27)	(29)	(57)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation <sup>A)</sup>	1 218	1 680	1 108	1 194	720	2 898	1 718	4 020
Production des raffineries (kb) <sup>9)</sup>	32 053	41 211	43 036	38 857	34 369	73 264	77 098	158 991
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) <sup>A)</sup>	38,00	40,75	25,75	30,75	20,95	39,55	22,30	25,30
Ajustement au titre de la méthode PEPS	(288)	(432)	(30)	(223)	261	(720)	785	532
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS <sup>A)</sup>	930	1 248	1 078	971	981	2 178	2 503	4 552
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) <sup>A),E),F)</sup>	29,05	30,30	25,05	25,00	28,55	29,75	32,45	28,65
<b>Marge liée aux activités de vente <sup>G)</sup></b>								
Marges brutes de raffinage et de commercialisation <sup>A)</sup>	1 218	1 680	1 108	1 194	720	2 898	1 718	4 020
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(820)	(1 351)	(728)	(796)	(413)	(2 171)	(1 110)	(2 634)
Marge liée aux activités de ventes <sup>10)</sup>	398	329	380	398	307	727	608	1 386
Volumes des ventes (ML)	4 791	4 866	4 918	5 285	4 164	9 657	9 300	19 503
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) <sup>A)</sup>	8,30	6,75	7,70	7,50	7,35	7,55	6,55	7,10
<b>Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage</b>								
Charges d'exploitation de raffinage	213	237	224	210	199	450	440	874
Charges d'exploitation liées aux activités de vente	148	136	148	143	131	284	281	572
Autres charges d'exploitation <sup>G),11)</sup>	111	106	100	64	60	217	149	313
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>H)</sup>	472	479	472	417	390	951	870	1 759
Production des raffineries (kb) <sup>9)</sup>	32 050	41 211	43 036	38 857	34 369	73 261	77 098	158 991
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) <sup>A)</sup>	6,65	5,75	5,20	5,40	5,80	6,15	5,70	5,50
<b>Charges d'exploitation liées aux activités de vente <sup>G)</sup></b>								
Charges d'exploitation liées aux activités de vente	148	136	148	143	131	284	281	572
Volumes des ventes (ML)	4 791	4 866	4 918	5 285	4 164	9 657	9 300	19 503
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) <sup>A)</sup>	3,10	2,80	3,00	2,70	3,15	2,95	3,00	2,95

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.

E) Les marges de raffinage et de commercialisation – DEPS excluent l'incidence des activités de gestion des risques à court terme.

F) 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.

G) Au deuxième trimestre de 2021, la Société a présenté pour la première fois la marge et les charges d'exploitation de raffinage liée aux activités de ventes dans un souci de transparence plus élevée à l'égard du modèle intégré de Suncor et afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue le rendement des activités. Les activités de vente englobent les activités de vente au détail et en gros. À titre de société de pétrole et de gaz naturel intégrée, les prix de transfert sont utilisés pour l'attribution de marges à la chaîne de valeur. Les prix de transfert de la Société qui ont une incidence sur les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente reposent sur la méthodologie du coût de remplacement, laquelle pourrait différer des prix de transfert assujettis aux accords d'approvisionnement négociés par des participants au marché indépendants. Les marges liées aux activités de vente peuvent tenir compte des écarts liés à l'emplacement supplémentaires en plus des coûts d'approvisionnement de remplacement, ainsi que des marges liées aux réseaux de ventes au détail et de ventes en gros applicables générées dans ces marchés.

H) Les montants au titre des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux des périodes précédentes ont été reclassés pour mieux s'harmoniser à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude à l'égard des frais de transport et de distribution. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur les charges d'exploitation de raffinage.

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

# Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation <sup>(suite)</sup>

(non audité)

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

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

(\$ US/b, sauf indication contraire)		Trimestres clos les					Semestres clos les		Période de douze mois close le
(moyenne pour les trimestres, les semestres et la période de douze mois clos les)	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	30 juin 2021	30 juin 2020	31 déc. 2020	
Pétrole brut WTI à Cushing	<b>66,05</b>	57,80	42,65	40,95	27,85	<b>61,95</b>	36,95	39,40	
Pétrole brut SYN à Edmonton	<b>66,40</b>	54,30	39,60	38,50	23,30	<b>60,40</b>	33,35	36,25	
WCS à Hardisty	<b>54,60</b>	45,40	33,35	31,90	16,35	<b>50,00</b>	20,95	26,85	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	<b>20,35</b>	15,60	9,85	10,20	12,20	<b>18,00</b>	13,45	11,75	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	<b>20,25</b>	13,40	7,95	7,75	6,75	<b>16,85</b>	8,25	8,05	
<b>Valeur du produit</b>									
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	40 %	<b>34,55</b>	29,35	21,00	20,45	16,00	<b>32,00</b>	20,20	20,45
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	40 %	<b>34,50</b>	28,50	20,25	19,50	13,85	<b>31,50</b>	18,10	19,00
WTI	20 %	<b>13,20</b>	11,55	8,55	8,20	5,55	<b>12,40</b>	7,40	7,90
Facteur saisonnier		<b>5,00</b>	6,50	6,50	5,00	5,00	<b>5,00</b>	5,75	5,75
		<b>87,25</b>	75,90	56,30	53,15	40,40	<b>80,90</b>	51,45	53,10
<b>Valeur du pétrole brut</b>									
SYN	40 %	<b>26,55</b>	21,70	15,85	15,40	9,30	<b>24,15</b>	13,35	14,50
WCS	40 %	<b>21,85</b>	18,15	13,35	12,75	6,55	<b>20,00</b>	8,40	10,75
WTI	20 %	<b>13,20</b>	11,55	8,55	8,20	5,55	<b>12,40</b>	7,40	7,90
		<b>61,60</b>	51,40	37,75	36,35	21,40	<b>56,55</b>	29,15	33,15
<b>Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor</b>		<b>25,65</b>	24,50	18,55	16,80	19,00	<b>24,35</b>	22,30	19,95
<b>Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b) <sup>F)</sup></b>		<b>31,50</b>	31,05	24,50	22,35	26,35	<b>30,35</b>	30,45	26,75

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.

F) 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.

I) 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.

J) 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.

K) 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 brutes de raffinage et de commercialisation, la marge brute liée aux activités de vente, les charges d'exploitation de raffinage, les charges d'exploitation liées aux activités de vente 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 brutes de raffinage et de commercialisation, la marge brute liée aux activités de vente, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation liées aux activités de vente 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 non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, la Subvention salariale d'urgence du Canada (la « SSUC ») et les coûts liés à la COVID-19, les frais de recherche, les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, ii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iii) des frais de démarrage de projets, et iv) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks 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. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion.
- 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 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) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle et l'incidence de la dépréciation des stocks.
- 9) 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.
- 10) Les produits d'exploitation liés aux activités de vente, les autres produits moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 11) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'éthanol, certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage, ainsi que les montants au titre de la SSUC.
- 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
c/l	-	cents par litre
ML	-	millions de litres
WTI	-	West Texas Intermediate
SYN	-	cours de référence du pétrole brut synthétique
WCS	-	Western Canadian Select

### **Conversion au système métrique**

1 m<sup>3</sup> (mètre cube) = environ 6,29 barils



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