

Rapport aux actionnaires pour le premier trimestre de 2021

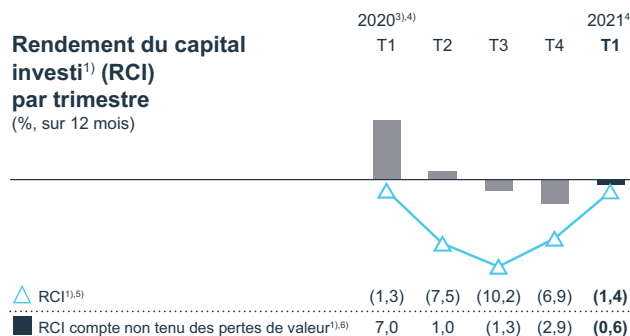
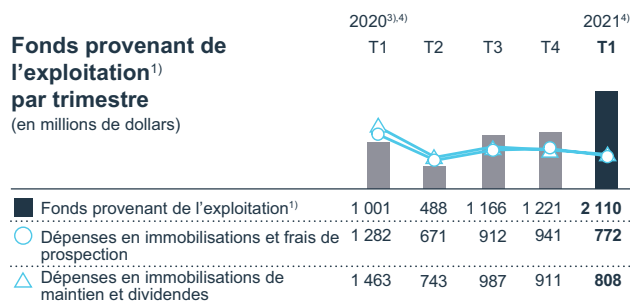
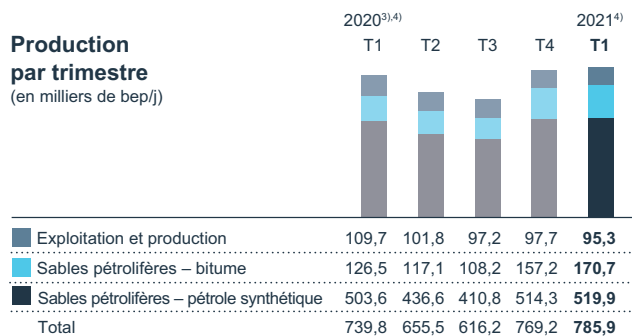
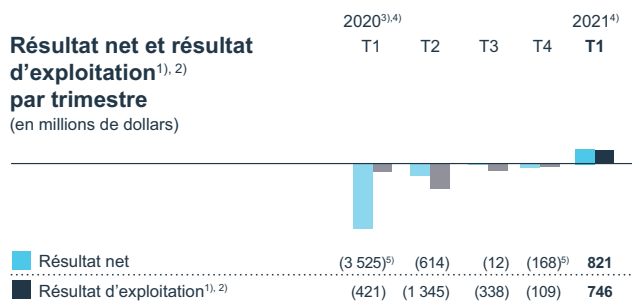


Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour les volumes de production liés aux activités de la Société en Libye, qui sont présentés 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 3 mai 2021. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« En s'appuyant sur le dynamisme opérationnel du trimestre précédent, Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation de 2,1 G\$, un montant amplement supérieur à nos dépenses en immobilisations et à nos engagements en matière de dividendes au premier trimestre de 2021, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. Notre excellente performance sur le plan de l'exploitation et les avantages liés aux flux de trésorerie disponibles supplémentaires attribuables à nos investissements stratégiques nous ont permis de réaliser d'importants progrès en ce qui a trait à nos cibles annuelles de réduction de la dette et de rachat d'actions. En fait, au premier trimestre de 2021, nous avons réduit notre dette totale de 1,1 G\$ et racheté plus de 300 M\$ en actions ordinaires, ce qui représente environ 1 % de nos actions ordinaires en circulation. »

- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ sont passés de 1,001 G\$ (0,66 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent à 2,110 G\$ (1,39 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, et comprennent une charge de restructuration de 126 M\$ après impôt (0,08 \$ par action ordinaire). Les fonds provenant de l'exploitation comprennent un profit de 373 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au cours du premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte de 446 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, se sont élevés à 2,345 G\$ (1,54 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, comparativement à 1,384 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a inscrit un bénéfice d'exploitation^{1),2)} de 746 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, ce qui comprend un profit de 373 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, en comparaison d'une perte d'exploitation de 421 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette perte d'exploitation tenait compte d'une perte de 446 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS. La Société a déclaré un bénéfice d'exploitation de 821 M\$ (0,54 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, contre une perte nette de 3,525 G\$ (2,31 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette perte nette tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,798 G\$ et d'une perte de change latente après impôt de 1,021 G\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- La production en amont totale de Suncor a augmenté à 785 900 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le premier trimestre de 2021, comparativement à 739 800 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation³⁾ de 97 % et d'une production *in situ* record. Ensemble, le quatrième trimestre de 2020 et le premier trimestre de 2021 représentent la meilleure performance de production séquentielle de pétrole brut synthétique de l'histoire de la Société – une autre étape importante dans le cheminement continu de Suncor vers une fiabilité améliorée et soutenue.
- Sous l'effet combiné de la hausse des volumes de production et de l'amélioration des coûts, les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétroliers se sont établies à 23,30 \$ par baril pour le premier trimestre de 2021, en baisse d'environ 20 % par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, et les charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude se sont établies à 32,25 \$ par baril, en baisse d'environ 10 % par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. D'autres réductions de coûts sont à prévoir par suite du déploiement, actuellement en cours, de nouvelles technologies numériques et de la reprise, par Suncor, de l'exploitation du projet Syncrude à partir du 30 septembre 2021.
- Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé des fonds provenant de l'exploitation de 962 M\$, compte tenu d'un profit découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS de 373 M\$ après impôt, comparativement à des fonds provenant de l'exploitation de 224 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, trimestre marqué par l'incidence d'une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS de 446 M\$ après impôt. La Société a également mis à profit ses capacités de logistique et de commercialisation pour atteindre, au premier trimestre, des taux d'utilisation des raffineries qui dépassent la moyenne de l'industrie canadienne du raffinage de plus de 15 %⁴⁾.
- Au premier trimestre de 2021, la Société a résilié des facilités de crédit bilatérales d'un montant de 2,8 G\$, réduit la dette à court terme et remboursé une créance à long terme assortie d'un taux d'intérêt plus élevé. Elle a également émis 750 M\$ US de billets de premier rang non garantis portant intérêt à 3,75 % et 500 M\$ de billets à moyen terme de premier rang non garantis portant intérêt à 3,95 % venant tous à échéance en 2051. La Société a allégé sa dette totale de 1,1 G\$ au premier trimestre de 2021.
- La Société a augmenté les redistributions aux actionnaires grâce au versement de 319 M\$ de dividendes et au rachat de 318 M\$ d'actions, ce qui représente environ 12 millions d'actions, soit environ 1 % du total des actions ordinaires en circulation.
- Comme en témoignent les résultats du trimestre, la Société continue d'honorer l'engagement qu'elle a précédemment annoncé pour 2021 et qui vise à affecter les flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement de la dette et au rachat d'actions. La direction prévoit d'affecter les deux tiers de flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement d'une tranche supplémentaire de la dette et le tiers au rachat de nouvelles actions.

- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétroliers et de Syncrude 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) 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. Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements à ce sujet.
- 4) Source : Régie de l'énergie du Canada – <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/petrole-brut-produits-petroliers/statistiques/sommaires-donnees-charges-hebdomadaires.html>



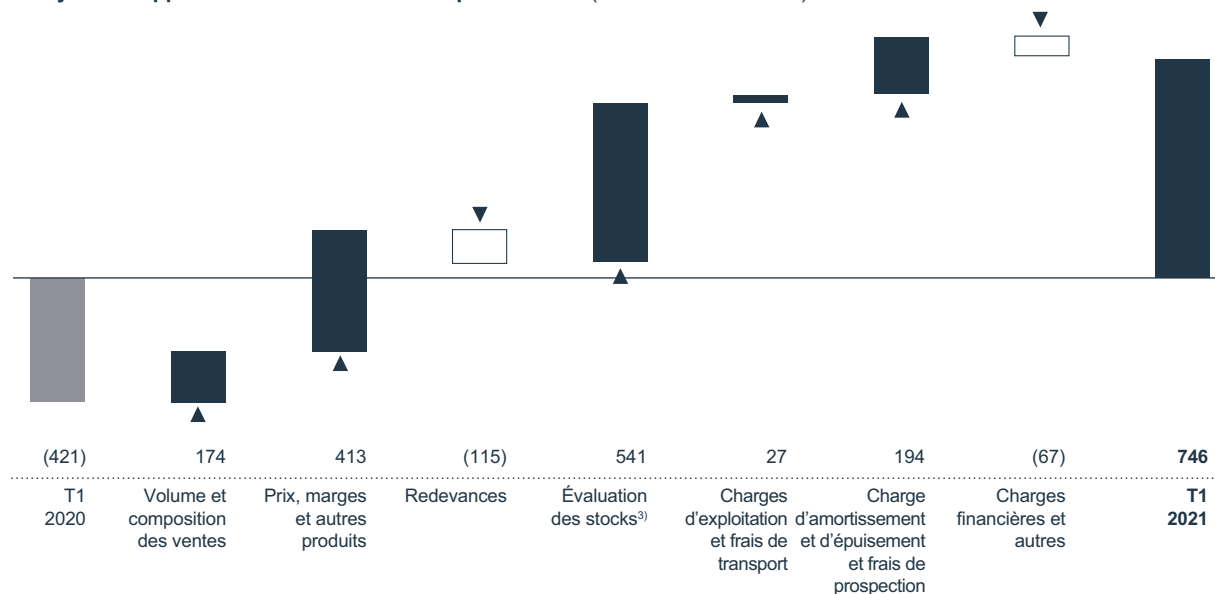
- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 7 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » 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.
- 6) Le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, aurait été de 5,1 % au premier trimestre de 2020, compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Résultats financiers

Résultat d'exploitation

Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation de 746 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 421 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier 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 avaient été fortement influencés par une baisse sans précédent de la demande de carburant de transport en raison des répercussions de la pandémie COVID-19 et d'une hausse de l'offre de l'OPEP+. L'amélioration du contexte commercial au premier 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, facteurs ayant été en partie contrebalancés par une hausse de l'élimination du profit intersectoriel détenu dans les stocks. Le bénéfice d'exploitation du premier trimestre de 2021 tient également compte de l'augmentation de 46 100 bep/jour de la production en amont par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi que de la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation^{1,2)} (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 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 821 M\$ (0,54 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 3,525 G\$ (2,31 \$ 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 premier trimestre de 2021 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 181 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge de restructuration après impôt de 126 M\$ et d'un profit latent après impôt de 20 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques. La perte nette du premier trimestre de l'exercice précédent tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,798 G\$, d'une perte de change latente après impôt de 1,021 G\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures après impôt de 397 M\$ visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation et d'un profit latent après impôt de 112 M\$ comptabilisé 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 2,110 G\$ (1,39 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, ce qui comprend une charge de restructuration après impôt de 126 M\$ (0,08 \$ par action ordinaire, en comparaison de 1,001 G\$ (0,66 \$ par action ordinaire) au premier 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 flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, se sont chiffrés à 2,345 G\$ (1,54 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, comparativement à 1,384 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs susmentionnés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie liée au solde du fonds de roulement de la Société au cours de ces deux périodes. L'entrée de trésorerie du premier trimestre de 2021 découle essentiellement de l'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer, y compris une charge de restructuration liée à la poursuite de la réduction des effectifs de la Société, en partie contrebalancée par une hausse des créances et des stocks en raison de l'augmentation des cours des marchandises au cours du trimestre.

Résultats d'exploitation

Grâce à des taux de sortie en amont élevés en 2020, la Société a augmenté la production trimestrielle au premier trimestre de 2021, ce qui reflète une performance fiable dans l'ensemble de ses actifs. La production en amont totale de Suncor s'est établie à 785 900 bep/j au premier trimestre de 2021, en hausse par rapport à une production de 739 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient compte du deuxième meilleur trimestre de production de pétrole brut synthétique dans l'histoire de la Société.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société est passée de 503 600 barils par jour (« b/j ») au premier trimestre de 2020 à 519 900 b/j au cours du premier trimestre de 2021, en raison de l'utilisation accrue des installations de valorisation. Les activités de Syncrude et du secteur Sables pétrolifères ont enregistré un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 97 % au premier trimestre de 2021, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré les travaux de maintenance annuelle planifiés à l'installation de cokéfaction de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, qui ont débuté à la fin du premier trimestre de 2021 et se sont achevés après la fin du trimestre. La production de pétrole brut synthétique du premier trimestre de 2021 a également augmenté en raison des transferts internes de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères vers Syncrude au moyen des pipelines d'interconnexion, ce qui a accru la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée.

Les résultats inscrits pour le quatrième trimestre de 2020 et le premier trimestre de 2021 représentent conjointement le meilleur rendement consécutif de l'histoire de la Société au chapitre de la production de pétrole brut synthétique. Cette réalisation marque une nouvelle étape charnière dans la progression soutenue de Suncor vers l'atteinte de son objectif axé sur une fiabilité optimisée et durable. Pour maintenir ce niveau d'opérations sécuritaires, fiables et efficaces, la Société entreprendra les travaux de révision d'une durée de cinq ans à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères, ainsi que les travaux de maintenance planifiés portant sur la principale installation de cokéfaction de Syncrude au deuxième trimestre de 2021. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance planifiés sur la production.

La production de bitume non valorisé de la Société est passée de 126 500 b/j au premier trimestre de 2020 à 170 700 b/j au premier trimestre de 2021, ce qui comprend la meilleure production trimestrielle *in situ* de l'histoire de la Société. Le rendement inégalé à ce jour à Firebag reflète le premier trimestre complet d'exploitation après l'achèvement des activités de désengorgement vers la fin de 2020. À Mackay River, la production au trimestre correspondant de l'exercice précédent a été touchée par une interruption survenue à la fin de 2019.

L'augmentation de la production de bitume non valorisé issue des activités *in situ* a été partiellement contrebalancée par la baisse de la production à Fort Hills, après la décision de réduire la production en 2020 en raison de la baisse des prix du pétrole et un changement dans la stratégie de cadence de production des activités minières. Aux termes de la stratégie de cadence de production révisée, Fort Hills maintiendra la production à un seul train d'extraction primaire tout en exploitant la totalité de la flotte minière afin de réduire la volatilité opérationnelle et les charges d'exploitation. L'actif devrait passer aux deux trains d'extraction primaire et devrait fonctionner à une cadence normale au troisième trimestre de 2021, sans incidence sur la fourchette de prévisions de la production annuelle de Fort Hills.

La production du secteur Exploration et production (« E&P ») s'est repliée, passant de 109 700 bep/j au cours du premier trimestre de 2020 à 95 300 bep/j au cours du premier 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.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 428 400 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 92 % au premier trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 439 500 b/j et un taux d'utilisation de 95 % au premier trimestre de 2020. La Société a maintenu des taux d'utilisation élevés des raffineries au premier trimestre de 2021 grâce à l'étendue de son réseau de logistique et de commercialisation, et notamment grâce à l'agrandissement de son terminal d'exportation Burrard, qui élargit le choix des circuits de vente dont elle dispose. Les ventes de produits raffinés se sont établies à 548 100 b/j au premier trimestre de 2021, en comparaison de 531 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète un accroissement de plus du double du volume des ventes à l'exportation, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et un prélèvement sur les stocks de produits au cours du trimestre considéré, partiellement contrebalancés par le fléchissement des ventes d'essence au détail. La Société commencera ses travaux de maintenance planifiés en aval au cours du deuxième trimestre de 2021. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

« Au cours du premier trimestre de 2021, nous avons démontré notre engagement continu envers l'excellence opérationnelle grâce à une utilisation combinée des installations de valorisation de 97 %, à une production *in situ* record et à une amélioration des coûts en amont, a déclaré Mark Little. Au sein de nos activités en aval, nous continuons de mettre à profit notre expertise commerciale et notre réseau logistique en plus d'optimiser nos niveaux de stocks avant nos travaux de révision du printemps, ce qui nous a permis d'atteindre des taux d'utilisation des raffineries moyens de 92 % et d'afficher de solides résultats financiers pour le trimestre. »

Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société s'est établi à 2,900 G\$ au premier trimestre de 2021, ce qui est comparable au total de 2,936 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent malgré des volumes de production plus élevés, puisque l'amélioration des coûts dans le secteur Sables pétrolifères ainsi que les avantages des initiatives de réduction des coûts de la Société réalisées en 2020 ont été partiellement contrebalancés par une charge de restructuration de 168 M\$ engagée au premier trimestre de 2021 et par la poursuite de la réduction des effectifs de la Société. Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du premier trimestre de 2021 tenaient compte d'une charge de rémunération fondée sur des actions, comparativement à un recouvrement de la rémunération fondée sur des actions au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats du premier trimestre de 2020 ont également été touchés par une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures afin de les ramener à leur valeur nette de réalisation par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande de pétrole brut et de produits raffinés attribuable aux incidences de la pandémie de COVID-19.

Mise à jour concernant la stratégie

Depuis le début de la pandémie de COVID-19, Suncor a travaillé d'arrache-pied pour assurer la sécurité de son personnel et de ses clients, maintenir sa résilience financière, diminuer ses coûts d'exploitation et ses dépenses en immobilisations et réduire son seuil de rentabilité au comptant tout en mettant en place des initiatives stratégiques clés. La Société a la conviction qu'elle est bien positionnée pour dégager d'importants flux de trésorerie disponibles, tant en amont qu'en aval, dès que la vaccination de la population ouvrira la voie à une relance économique et à la remontée attendue de la demande de pétrole brut et de produits raffinés.

La capacité de la Société à mettre en œuvre ses plans à court terme grâce à l'excellence opérationnelle est un élément essentiel de la stratégie de Suncor. Cette excellence opérationnelle comprend un engagement indéfectible à exercer ses activités de façon sécuritaire, fiable, rentable et respectueuse de l'environnement. En 2021, la Société poursuivra sa transformation numérique au moyen d'améliorations aux processus et aux technologies pour accroître la productivité et la fiabilité, et continuera de tirer parti des réductions de coûts réalisées en 2020. Le fait d'assumer le rôle d'exploitant de Syncrude sera également un point central cette année. Au cours du premier trimestre de 2021, les coentrepreneurs du projet Syncrude ont conclu une entente définitive pour que Suncor prenne le relais à titre d'exploitant de l'actif Syncrude le 30 septembre 2021, ce qui devrait générer des synergies annuelles d'environ 300 M\$ pour les coentrepreneurs.

« Au cours de la dernière année, nous avons poursuivi la mise en œuvre de notre stratégie – nous avons atteint nos objectifs de réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations et mis en place diverses initiatives stratégiques clés, a fait savoir M. Little. En 2021, nous mettrons l'accent sur l'atteinte de nos plans à court terme, y compris le fait d'assumer le rôle d'exploitant de Syncrude et de poursuivre notre transformation numérique, afin de renforcer davantage nos capacités à générer des flux de trésorerie tout en respectant nos cibles de réduction de la dette et en augmentant le rendement des actionnaires. »

Les dépenses en immobilisations de la Société en 2021 seront dirigées vers la sécurité et la fiabilité des activités de la Société. Le programme de dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères est fortement orienté vers le maintien des actifs et prévoit notamment des travaux de maintenance planifiés importants visant les deux actifs du secteur Sables pétrolifères, y compris des travaux de révision d'une durée de cinq ans 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. Les dépenses en immobilisations planifiées en aval seront axées sur le maintien et l'amélioration continus des raffineries et des activités de vente au détail.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques porteront surtout sur l'atténuation de la diminution de la production, les investissements numériques ainsi que le projet de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et le projet de parc éolien Forty Mile, lesquels projets devraient contribuer aux objectifs environnementaux de la Société et à l'objectif de croissance des flux de trésorerie disponibles¹⁾ de 2 G\$ d'ici 2025 annoncé précédemment par la Société.

Au cours du premier trimestre de 2021, Suncor a annoncé un placement en titres de capitaux propres dans Svante Inc., une société canadienne de capture du carbone. Avec le soutien de Suncor et d'autres sociétés, Svante prévoit poursuivre le développement de sa technologie pour capter à moindre coût le CO₂ rejeté par les procédés industriels. La capture du carbone est un domaine technologique stratégique pour Suncor afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre générées par ses activités de base et à produire de l'hydrogène bleu en tant que produit énergétique.

La santé financière et la résilience de la Société demeurent une priorité pour Suncor en 2021. Suncor continuera de respecter son cadre de répartition du capital, qui est conçu pour réduire la dette, accroître le rendement des actionnaires et investir dans une croissance rentable à long terme. Comme en témoignent les résultats du trimestre, la Société continue d'honorer l'engagement qu'elle a précédemment annoncé pour 2021 et qui vise à affecter les flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement de la dette et au rachat d'actions. La direction prévoit d'affecter les deux tiers de flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement d'une tranche supplémentaire de la dette et le tiers au rachat de nouvelles actions.

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.

Au cours du premier trimestre de 2021, conformément à sa stratégie de gestion et de réduction de la dette, Suncor a annulé des facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ qui avaient été conclues afin d'assurer l'accès à des ressources financières adéquates dans le cadre de la pandémie de COVID-19. Par ailleurs, Suncor a également exercé les options de rachat anticipé sur ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 220 M\$ US assortis d'un taux d'intérêt de 9,40 % et sur ses billets à moyen terme d'un montant de 750 M\$ assortis d'un taux d'intérêt de 3,10 %. Ces deux ensembles de billets arrivaient à échéance en 2021. Au premier trimestre de 2021, la Société a également émis des billets non garantis de premier rang à 3,75 % d'une valeur de 750 M\$ US et des billets à moyen terme non garantis de premier rang à 3,95 % d'une valeur de 500 M\$ qui, dans les deux cas, arrivent à échéance le 4 mars 2051.

Dans l'ensemble, la Société a été en mesure de renforcer son bilan et de réduire le total de la dette de 1,1 G\$ grâce aux entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation, conformément à son objectif de réduction de la dette annoncé précédemment.

Au cours du premier trimestre de 2021, la Société a augmenté le rendement des actionnaires grâce à des versements de dividendes de 319 M\$ et à des rachats d'actions de 318 M\$.

Rapprochement du résultat d'exploitation ¹⁾

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Résultat net | 821 | (3 525) |
| (Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains | (181) | 1 021 |
| Profit latent sur les activités de gestion des risques ²⁾ | (20) | (112) |
| Charge de restructuration ³⁾ | 126 | — |
| Dépréciation d'actifs ⁴⁾ | — | 1 798 |
| Incidence de la réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation ⁵⁾ | — | 397 |
| Résultat d'exploitation ^{1),2)} | 746 | (421) |

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 pétrolières, 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 pétrolières, une réduction de valeur des stocks 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, 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 à l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Perspectives de la Société

Suncor a révisé les perspectives de la Société à l'égard des hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 55,00 \$ US/b à 63,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 52,00 \$ US/b à 60,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty est passé de 39,00 \$ US/b à 48,00 \$ US/b, la marge de craquage 2-1-1 au port de New York est passée de 15,00 \$ US/b à 17,00 \$ US/b et le taux de change \$ CA/\$ US est passé de 0,78 à 0,80, 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 300 M\$ à 600 M\$ à une fourchette de 1,0 G\$ à 1,3 G\$.

La fourchette des redevances à la Couronne au titre des activités du secteur Sables pétrolières ont été mises à jour, passant de 1 % à 3 % à une fourchette de 4 % à 6 %, alors que la fourchette des redevances à la Couronne au titre de Syncrude est passée de 2 % à 4 % à une fourchette de 9 % à 12 %; l'augmentation des taux de redevances est attribuable aux prévisions à la hausse des prix de référence. En raison des prix de référence attendus plus élevés, Firebag devrait atteindre la phase postérieure au versement avant la clôture de 2021.

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.

Conversion des mesures

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

Rapport de gestion

Le 3 mai 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 clos le 31 mars 2021 doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 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, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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 | 8 |
| 2. Faits saillants du premier trimestre | 9 |
| 3. Information financière consolidée | 11 |
| 4. Résultats sectoriels et analyse | 17 |
| 5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations | 29 |
| 6. Situation financière et situation de trésorerie | 31 |
| 7. Données financières trimestrielles | 35 |
| 8. Autres éléments | 36 |
| 9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR | 37 |
| 10. Abréviations courantes | 43 |
| 11. Énoncés prospectifs | 44 |

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 pétroliers 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 pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ainsi que les montants par action ou par baril connexes, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement, le cas échéant, avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Facteurs de risque et information prospective

Les activités, les réserves, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits ci-après et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est soumise à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion, dans le rapport de gestion annuel 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 kpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbp selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbp peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. Faits saillants du premier trimestre

• Résultats financiers du premier trimestre

- Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation^{1),2)} de 746 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 421 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier 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 avaient été fortement influencés par une baisse sans précédent de la demande de carburant de transport en raison des répercussions de la pandémie COVID-19 et d'une hausse de l'offre de l'OPEP+. L'amélioration du contexte commercial au premier 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, facteurs ayant été en partie contrebalancés par une hausse de l'élimination du profit intersectoriel détenu dans les stocks. Le résultat d'exploitation du premier trimestre de 2021 reflète également l'accroissement de 46 100 bep/j de la production en amont par rapport au premier trimestre de l'exercice précédent, ainsi que la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.
- Suncor a inscrit un bénéfice net de 821 M\$ (0,54 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 3,525 G\$ (2,31 \$ 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 premier trimestre de 2021 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 181 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge de restructuration après impôt de 126 M\$ et d'un profit latent après impôt de 20 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques. La perte nette du premier trimestre de l'exercice précédent tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,798 G\$, d'une perte de change latente après impôt de 1,021 G\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures après impôt de 397 M\$ visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation et d'un profit latent après impôt de 112 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 2,110 G\$ (1,39 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, ce qui comprend une charge de restructuration après impôt de 126 M\$ (0,08 \$ par action ordinaire, en comparaison de 1,001 G\$ (0,66 \$ par action ordinaire) au premier 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 liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 2,345 G\$ (1,54 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, en comparaison de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 1,384 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020. En plus des facteurs qui sont mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au premier trimestre de 2021 et de 2020. L'entrée de trésorerie du premier trimestre de 2021 découle essentiellement de l'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer, y compris une charge de restructuration liée à la poursuite de la réduction des effectifs de la Société, en partie contrebalancée par une hausse des créances et des stocks en raison de l'augmentation des cours des marchandises au cours du trimestre.
- **Maintien du fort dynamisme opérationnel de la Société.** Grâce à un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation³⁾ de 97 % et à une production *in situ* record, la production totale en amont de Suncor s'est établie à 785 900 bep/j pour le premier trimestre de 2021, en hausse comparativement à 739 800 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats inscrits pour le quatrième trimestre de 2020 et le premier trimestre de 2021 représentent conjointement le meilleur rendement consécutif de l'histoire de la Société au chapitre de la production de pétrole brut synthétique. Cette réalisation marque une nouvelle étape charnière dans la progression soutenue de Suncor vers l'atteinte de son objectif axé sur une fiabilité optimisée et durable.

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) Le taux d'utilisation combinée des installations de valorisation est calculé à partir du volume total de produits valorisés, compte tenu du diesel consommé à l'interne et des transferts internes. Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements à ce sujet.

- **Nouvelles réductions de coûts.** Sous l'effet combiné de la hausse des volumes de production et de l'amélioration des coûts, les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 23,30 \$ par baril pour le premier trimestre de 2021, en baisse d'environ 20 % par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, et les charges d'exploitation décaissées¹⁾ de Syncrude se sont établies à 32,25 \$ par baril, en baisse d'environ 10 % par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent. D'autres réductions de coûts sont à prévoir par suite du déploiement, actuellement en cours, de nouvelles technologies numériques et de la reprise, par Suncor, de l'exploitation du projet Syncrude à partir du 30 septembre 2021.
- **Maintien de taux d'utilisation des raffineries supérieurs à la moyenne.** Le secteur Raffinage et commercialisation a dégagé des fonds provenant de l'exploitation de 962 M\$, compte tenu d'un profit découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS de 373 M\$ après impôt, comparativement à des fonds provenant de l'exploitation de 224 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, trimestre marqué par l'incidence d'une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS de 446 M\$ après impôt. La Société a également mis à profit ses capacités de logistique et de commercialisation pour atteindre, au premier trimestre, des taux d'utilisation des raffineries qui dépassent à nouveau la moyenne de l'industrie canadienne du raffinage de plus de 15 %⁴⁾.
- **Affermissement du bilan.** Au premier trimestre de 2021, la Société a résilié des facilités de crédit bilatérales d'un montant de 2,8 G\$, réduit la dette à court terme et remboursé une créance à long terme assortie d'un taux d'intérêt plus élevé. Elle a également émis 750 M\$ US de billets de premier rang non garantis portant intérêt à 3,75 % et 500 M\$ de billets à moyen terme de premier rang non garantis portant intérêt à 3,95 % venant tous à échéance en 2051. La Société a allégé sa dette totale de 1,1 G\$ au premier trimestre de 2021.
- **Répartition rigoureuse du capital.** La Société a augmenté les redistributions aux actionnaires grâce au versement de 319 M\$ de dividendes et au rachat de 318 M\$ d'actions, ce qui représente environ 12 millions d'actions, soit environ 1 % du total des actions ordinaires en circulation. Comme en témoignent les résultats du trimestre, la Société continue d'honorer l'engagement qu'elle a précédemment annoncé pour 2021 et qui vise à affecter les flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement de la dette et au rachat d'actions. La direction prévoit d'affecter les deux tiers de flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement d'une tranche supplémentaire de la dette et le tiers au rachat de nouvelles actions.

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

4) Source : Régie de l'énergie du Canada – <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/petrole-brut-produits-petroliers/statistiques/sommaires-donnees-charges-hebdomadaires.html>

3. Information financière consolidée

Faits saillants financiers

| (en millions de dollars) | 2021 | Trimestres clos les 31 mars 2020 |
|---|--------------|--|
| Résultat net | | |
| Sables pétrolifères | 326 | (1 953) |
| Exploration et production | 163 | (427) |
| Raffinage et commercialisation | 707 | (55) |
| Siège social et éliminations | (375) | (1 090) |
| Total | 821 | (3 525) |
| Résultat d'exploitation^{1),2)} | | |
| Sables pétrolifères | 299 | (448) |
| Exploration et production | 163 | (5) |
| Raffinage et commercialisation | 714 | 101 |
| Siège social et éliminations | (430) | (69) |
| Total | 746 | (421) |
| Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾ | | |
| Sables pétrolifères | 1 400 | 691 |
| Exploration et production | 285 | 173 |
| Raffinage et commercialisation | 962 | 224 |
| Siège social et éliminations | (537) | (87) |
| Total | 2 110 | 1 001 |
| Diminution du fonds de roulement hors trésorerie | 235 | 383 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 2 345 | 1 384 |
| Dépenses en immobilisations et frais de prospection³⁾ | | |
| Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance | 473 | 739 |
| Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques | 299 | 543 |
| Total | 772 | 1 282 |

| (en millions de dollars) | 2021 | Trimestres clos les 31 mars 2020 |
|--|--------------|--|
| Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)¹⁾ | 1 302 | (462) |

- 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) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 31 M\$ pour le premier trimestre de 2021 et de 38 M\$ pour le premier trimestre de 2020.

Faits saillants de l'exploitation

| | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Volumes de production par secteur | | |
| Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique (kb/j) | 519,9 | 503,6 |
| Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j) | 170,7 | 126,5 |
| Exploration et production (kbep/j) | 95,3 | 109,7 |
| Total (kbep/j) | 785,9 | 739,8 |
| Taux d'utilisation des raffineries (%) | 92 | 95 |
| Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j) | 428,4 | 439,5 |

Résultat net

La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 821 M\$ pour le premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 3,525 G\$ 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 :

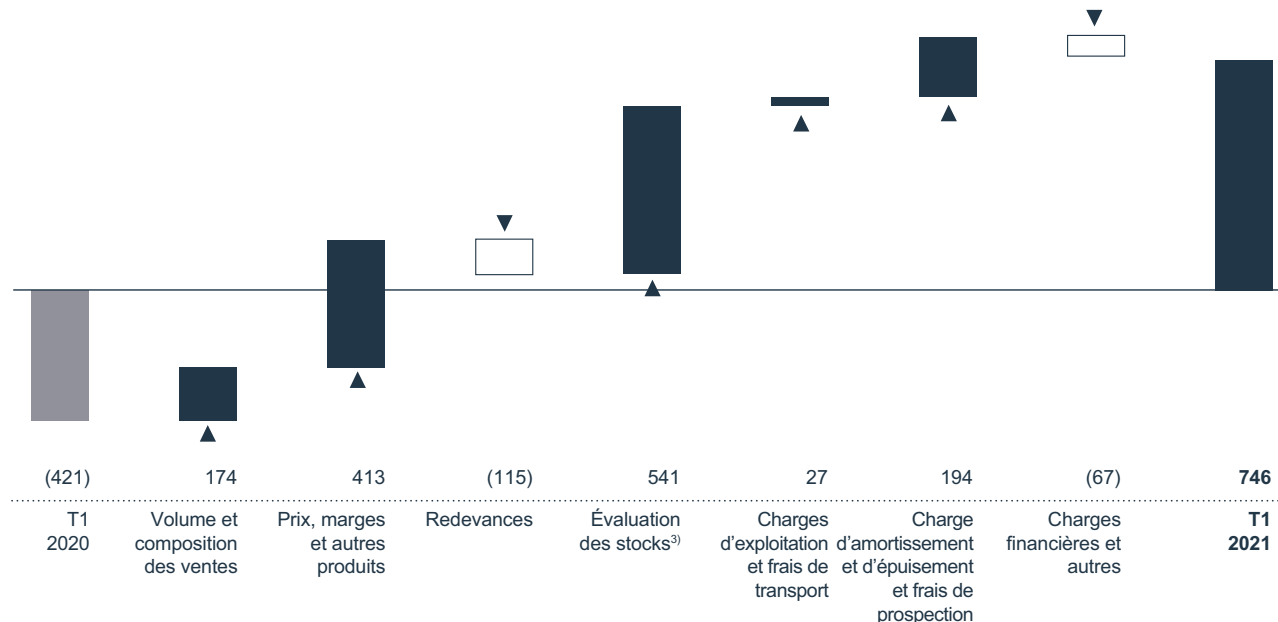
- La Société a inscrit un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 181 M\$ pour le premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte de 1,021 G\$ pour le premier trimestre de 2020.
- Le profit latent après impôt sur les activités de gestion des risques s'est établi à 20 M\$ pour le premier trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 112 M\$ pour le premier trimestre de 2020.
- La charge de restructuration après impôt s'est chiffrée à 126 M\$ et est attribuable à la réduction des effectifs comptabilisée dans le secteur Siège social au premier trimestre de 2021.
- 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 dans les actifs de Fort Hills, dans son secteur Sables pétrolifères, et des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 422 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova, dans le secteur E&P, en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut consécutive à la 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.
- Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une réduction de valeur des stocks 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, 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 à l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Rapprochement du résultat d'exploitation ¹⁾

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|--------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Résultat net | 821 | (3 525) |
| (Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains | (181) | 1 021 |
| Profit latent sur les activités de gestion des risques ²⁾ | (20) | (112) |
| Charge de restructuration ³⁾ | 126 | — |
| Dépréciation d'actifs ⁴⁾ | — | 1 798 |
| Incidence de la réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation ⁵⁾ | — | 397 |
| Résultat d'exploitation^{1),2)} | 746 | (421) |

- 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 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 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, 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 à l'incidence de la pandémie de COVID-19.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ^{1),2)} (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 746 M\$ (0,49 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 421 M\$ (0,28 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier 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 avaient été fortement influencés par une baisse sans précédent de la demande de carburant de transport en raison des répercussions de la pandémie COVID-19 et d'une hausse de l'offre de l'OPEP+. L'amélioration du contexte commercial au premier 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, facteurs ayant été en partie contrebalancés par une hausse de l'élimination du profit intersectoriel détenu dans les stocks. Le résultat d'exploitation du premier trimestre de 2021 reflète également l'accroissement de 46 100 bep/j de la production en amont par rapport au premier trimestre de l'exercice précédent, ainsi que la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.

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

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Sables pétrolifères | 24 | (15) |
| Exploration et production | 3 | (2) |
| Raffinage et commercialisation | 15 | (9) |
| Siège social et éliminations | 45 | (36) |
| Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions | 87 | (62) |

L'incidence, sur les résultats, de la rémunération fondée sur des actions après impôt a représenté une charge de 87 M\$ au premier trimestre de 2021, comparativement à un recouvrement de 62 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait que le cours des actions de la Société a augmenté au cours du premier trimestre de 2021, tandis qu'il avait diminué au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Contexte commercial

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

| | | Moyenne des trimestres clos les | |
|---|------------------------|---------------------------------|-----------------|
| | | 2021 | 31 mars 2020 |
| Pétrole brut WTI à Cushing | \$ US/b | 57,80 | 46,10 |
| Pétrole brut Brent daté | \$ US/b | 60,85 | 50,15 |
| Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB | \$ US/b | 4,70 | 15,95 |
| MSW à Edmonton | \$ CA/b | 66,55 | 52,00 |
| WCS à Hardisty | \$ US/b | 45,40 | 25,60 |
| Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty | \$ US/b | (12,40) | (20,50) |
| Écart SYN/WTI | \$ US/b | (3,50) | (2,70) |
| Condensat à Edmonton | \$ US/b | 58,00 | 46,20 |
| Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO | \$ CA/kpi ³ | 3,15 | 2,05 |
| Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta | \$ CA/MWh | 95,45 | 67,05 |
| Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 15,60 | 14,75 |
| Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 13,40 | 9,75 |
| Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 15,80 | 18,30 |
| Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 14,45 | 13,00 |
| Taux de change | \$ US/\$ CA | 0,79 | 0,74 |
| Taux de change à la clôture de la période | \$ US/\$ CA | 0,80 | 0,71 |

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 premier 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 d'une 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 premier trimestre de 2021 reflètent une hausse du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 57,80 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 46,10 \$ US/b au premier 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 66,55 \$/b au premier trimestre de 2021, alors qu'il était de 52,00 \$/b au premier trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 45,40 \$ US/b au premier trimestre de 2021, alors qu'il était de 25,60 \$ US/b au premier 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. Au premier trimestre de 2021, le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd a eu une incidence favorable sur les prix du bitume.

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 60,85 \$ US/b au premier trimestre de 2021, en comparaison de 50,15 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges 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 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.

Afin de refléter plus fidèlement 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 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 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 premier 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. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 24,50 \$ US/b pour le premier trimestre de 2021, contre 25,60 \$ US/b pour premier trimestre de 2020, ce qui s'explique par le fait que l'augmentation des marges de craquage de référence influençant la valeur des produits a été plus que contrebalancée par le rétrécissement des écarts de prix du brut.

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 3,15 \$ le kpi³ au premier trimestre de 2021, en hausse comparativement à 2,05 \$ le kpi³ 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 95,45 \$/MWh au premier trimestre de 2021, a augmenté par rapport à celui de 67,05 \$/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 premier trimestre de 2021, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,79 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,74 \$ US pour un dollar canadien au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au premier 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 65 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains.

4. Résultats sectoriels et analyse

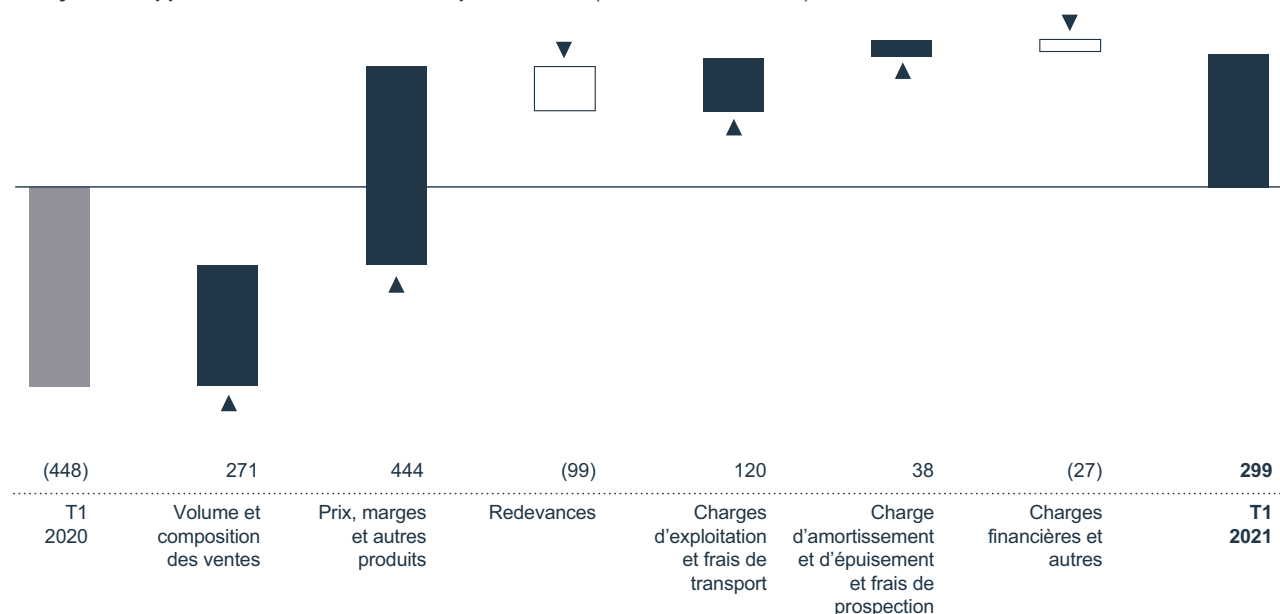
Sables pétrolifères

Principales données financières

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Produits bruts | 4 351 | 3 317 |
| Moins les redevances | (158) | (25) |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances | 4 193 | 3 292 |
| Résultat net | 326 | (1 953) |
| Ajusté pour rendre compte de ce qui suit : | | |
| Profit latent sur les activités de gestion des risques ¹⁾ | (27) | (48) |
| Pertes de valeur ²⁾ | — | 1 376 |
| Réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation ³⁾ | — | 177 |
| Résultat d'exploitation ⁴⁾ | 299 | (448) |
| Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾ | 1 400 | 691 |

- 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, la Société a comptabilisé une réduction de valeur des stocks 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 à l'incidence de la pandémie de COVID-19.
- 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^{1),2)} (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 premier trimestre de 2021, le secteur Sables pétrolières a inscrit un bénéfice d'exploitation de 299 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 448 M\$ 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 premier trimestre de l'exercice précédent, par la hausse des volumes de production et par la diminution des charges d'exploitation, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des redevances.

Volumes de production ¹⁾²⁾

| (kb/j) | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Production de pétrole brut synthétique et de diesel ³⁾ | 536,6 | 516,5 |
| Diesel consommé à l'interne et transferts internes ^{4),5)} | (16,7) | (12,9) |
| Production valorisée | 519,9 | 503,6 |
| Production de bitume | 171,9 | 126,5 |
| Transferts internes de bitume ^{4),5)} | (1,2) | — |
| Production de bitume non valorisé | 170,7 | 126,5 |
| Total de la production du secteur Sables pétrolières | 690,6 | 630,1 |

- 1) La production de bitume de l'usine de base du secteur Sables pétrolières 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) À partir du deuxième trimestre de 2020, en raison de l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) 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.
- 4) Le secteur Sables pétrolières 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 pétrolières aux fins de leurs activités minières. Au premier trimestre de 2021, les volumes de production du secteur Sables pétrolières comprennent 9 800 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 7 500 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolières, 1 300 b/j par Fort Hills et 1 000 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 600 b/j de diesel consommés à l'interne.
- 5) Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétrolières 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 premier trimestre de 2021, les activités du secteur Sables pétrolières comprenaient le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 4 000 b/j de pétrole brut synthétique et de 900 b/j de bitume vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport, au moyen des pipelines d'interconnexion, de 300 b/j de pétrole brut synthétique et de 300 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolières.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société a augmenté au premier trimestre de 2021 pour s'établir à 519 900 b/j, contre 503 600 b/j au premier trimestre de 2020, en raison d'un taux d'utilisation accru des installations de valorisation. Les activités de Syncrude et du secteur Sables pétrolières ont enregistré un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 97 % au premier trimestre de 2021, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, malgré les travaux de maintenance annuelle planifiés à l'installation de cokéfaction de l'usine de base du secteur Sables pétrolières, qui ont débuté à la fin du premier trimestre de 2021 et se sont achevés après la fin du trimestre. La production de pétrole brut synthétique du premier trimestre de 2021 a également augmenté en raison des transferts internes de l'usine de base du secteur Sables pétrolières vers Syncrude au moyen des pipelines d'interconnexion, ce qui a accru la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée.

Les résultats inscrits pour le quatrième trimestre de 2020 et le premier trimestre de 2021 représentent conjointement le meilleur rendement consécutif de l'histoire de la Société au chapitre de la production de pétrole brut synthétique. Cette réalisation marque une nouvelle étape charnière dans la progression soutenue de Suncor vers l'atteinte de son objectif axé sur une fiabilité optimisée et durable. Pour maintenir ce niveau d'opérations sécuritaires, fiables et efficaces, la Société entreprendra les travaux de révision d'une durée de cinq ans à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères, ainsi que les travaux de maintenance planifiés portant sur la principale installation de cokéfaction de Syncrude au deuxième trimestre de 2021. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance planifiés sur la production.

La production de bitume non valorisé de la Société a augmenté pour s'établir à 170 700 b/j au premier trimestre de 2021, contre 126 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elle rend compte de la meilleure production trimestrielle issue des activités *in situ* de l'histoire de la Société. La performance record enregistrée à Firebag reflète le premier trimestre complet d'exploitation suivant l'achèvement des activités de désengorgement à la fin de 2020. À MacKay River, la production du premier trimestre de l'exercice précédent avait été touchée par un arrêt survenu à la fin de 2019.

L'augmentation de la production de bitume non valorisé issue des activités *in situ* a été partiellement contrebalancée par la baisse de la production à Fort Hills, après la décision de réduire la production en 2020 en raison de la baisse des prix du pétrole et un changement dans la stratégie de cadence de production des activités minières. Aux termes de la stratégie de cadence de production révisée, Fort Hills maintiendra la production à un seul train d'extraction primaire tout en exploitant la totalité de la flotte minière afin de réduire la volatilité opérationnelle et les charges d'exploitation. L'actif devrait passer aux deux trains d'extraction primaire et devrait fonctionner à une cadence normale au troisième trimestre de 2021, sans incidence sur la fourchette de prévisions de la production annuelle de Fort Hills.

Volume des ventes¹⁾

| (kb/j) | 2021 | Trimestres clos les 31 mars 2020 |
|------------------------------------|-------|--|
| Pétrole brut synthétique et diesel | 515,2 | 512,5 |
| Bitume non valorisé | 180,2 | 127,5 |
| Total | 695,4 | 640,0 |

1) À partir du deuxième trimestre de 2020, en raison de l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes des ventes afin de regrouper les ventes de chaque actif dans les catégories « Pétrole brut synthétique et diesel » ou « Bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que le volume des ventes global s'en trouve modifié. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Au premier trimestre de 2021, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel a augmenté pour s'établir à 515 200 b/j, en comparaison de 512 500 b/j au premier trimestre de 2020, ce qui reflète la hausse de la production.

Le volume des ventes de bitume non valorisé s'est établi à 180 200 b/j au premier trimestre de 2021, en comparaison de 127 500 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, ainsi que par un prélèvement sur les stocks au premier trimestre de 2021.

Prix obtenus¹⁾

| Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b) | 2021 | Trimestres clos les 31 mars 2020 |
|---|---------|--|
| Pétrole brut synthétique et diesel | 65,22 | 53,19 |
| Bitume non valorisé ²⁾ | 42,53 | 21,02 |
| Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits) | 59,32 | 46,78 |
| Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI | (13,87) | (15,17) |

1) À partir du deuxième trimestre de 2020, en raison de l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation des prix obtenus afin de regrouper les prix obtenus pour chaque actif dans les catégories « Pétrole brut synthétique et diesel » ou « Bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les prix obtenus globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

2) À partir du deuxième trimestre de 2020, la Société a revu les prix obtenus pour le bitume non valorisé afin d'intégrer les activités médianes mises à profit pour optimiser sa capacité logistique et de refléter plus fidèlement la performance du flux de produits. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Au premier trimestre de 2021, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du premier 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 se sont depuis stabilisés à la 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 Sables pétrolifères ont augmenté au premier 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.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères a diminué au premier trimestre de 2021 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tel qu'il est précisé ci-dessous. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance des mines et des frais de gestion des résidus miniers ainsi que des mesures de réduction des coûts, en partie contrebalancées par une hausse du coût du gaz naturel. Le premier trimestre de 2020 tenait compte également d'une réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation par suite de la baisse marquée des cours de référence et de la demande de pétrole brut et de produits raffinés attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19 et aux problèmes liés à l'offre de l'OPEP+.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont diminué premier trimestre de 2021 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement du recul des charges dû à la baisse de la capacité de production et à l'amélioration de la rentabilité grâce à l'optimisation du parc de véhicules miniers autonomes et à d'autres mesures de réduction des coûts. Le premier trimestre de 2020 tenait compte également d'une réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation par suite de la baisse marquée des cours de référence et de la demande de pétrole brut et de produits raffinés attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19 et aux problèmes liés à l'offre de l'OPEP+.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude au premier trimestre de 2021 a été semblable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait essentiellement de la réduction des coûts liés aux travaux de maintenance attribuable à l'amélioration de la fiabilité et des mesures de réduction des coûts, qui ont été contrebalancées par une production accrue.

La charge d'amortissement et d'épuisement du premier trimestre de 2021 a diminué par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que l'exercice précédent tenait compte d'un amortissement supplémentaire lié au montant décomptabilisé au titre de l'annulation de projets qui a découlé de la pandémie de COVID-19.

Charges d'exploitation décaissées

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères | 1 973 | 2 252 |
| Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères | 1 153 | 1 303 |
| Coûts non liés à la production ²⁾ | (67) | (82) |
| Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾ | (124) | (91) |
| Variations des stocks | 10 | (91) |
| Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ | 972 | 1 039 |
| Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j) | 463,8 | 387,9 |
| Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b) | 23,30 | 29,45 |
| Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills | 181 | 320 |
| Coûts non liés à la production ²⁾ | (26) | (28) |
| Variations des stocks | 15 | (64) |
| Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ | 170 | 228 |
| Volumes de production de Fort Hills (kb/j) | 51,2 | 80,7 |
| Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b) | 37,05 | 31,00 |
| Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude | 639 | 629 |
| Coûts non liés à la production ²⁾ | (77) | (47) |
| Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ | 562 | 582 |
| Volumes de production de Syncrude (kb/j) | 193,5 | 174,4 |
| Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b) | 32,25 | 36,65 |

- 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. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent 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.

Sous l'effet combiné de l'augmentation des volumes de production et de l'amélioration des coûts attribuable au recul des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question plus haut, les charges d'exploitation décaissées¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont élevées à 23,30 \$ par baril pour le premier trimestre de 2021, en baisse comparativement à 29,45 \$ par baril pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le total des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 972 M\$, contre 1,039 G\$ pour le premier trimestre de 2020.

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

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 fléchi au cours du trimestre à l'étude comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, du fait principalement de la diminution des coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et des coûts supplémentaires engagés en réaction à la pandémie de COVID-19 et aux répercussions qui en ont découlé. Cette réduction a été partiellement neutralisée par un accroissement de la charge de rémunération fondée sur des actions au cours du trimestre à l'étude, contre un recouvrement de rémunération fondée sur des actions pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts engagés par le secteur Sables pétrolifères au premier 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 du secteur Sables pétrolifères au premier trimestre de 2020 reflètent une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation en raison de l'importante baisse des cours de référence pour le pétrole brut et de la demande découlant des répercussions de la pandémie de COVID-19 et des problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ ainsi qu'un prélèvement sur les stocks.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies à 37,05 \$ au premier trimestre de 2021, en comparaison de 31,00 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait essentiellement de la baisse de la production liée au fonctionnement des activités à capacité réduite, facteur en partie contrebalancé par une réduction importante des coûts.

Les variations des stocks enregistrées à Fort Hills au premier trimestre de 2020 reflètent une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation en raison de l'importante baisse des cours de référence du pétrole brut et de la demande découlant des répercussions de la pandémie de COVID-19 et de l'augmentation de l'offre de l'OPEP+.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 32,25 \$ au premier trimestre de 2021, en comparaison de 36,65 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est surtout attribuable à la hausse des volumes de production, à la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance attribuable à l'amélioration de la fiabilité et aux mesures de réduction des coûts. Les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées de Syncrude, ont subi l'incidence d'une charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisée au cours du trimestre à l'étude, comparativement à un recouvrement de rémunération fondée sur des actions pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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. La Société prévoit d'entreprendre des travaux de maintenance planifiés à la principale installation de cokéfaction de Syncrude au deuxième trimestre de 2021, de même que des travaux de maintenance planifiés quinquennaux à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères. Ces derniers travaux devraient prendre fin au troisième trimestre de 2021. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

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

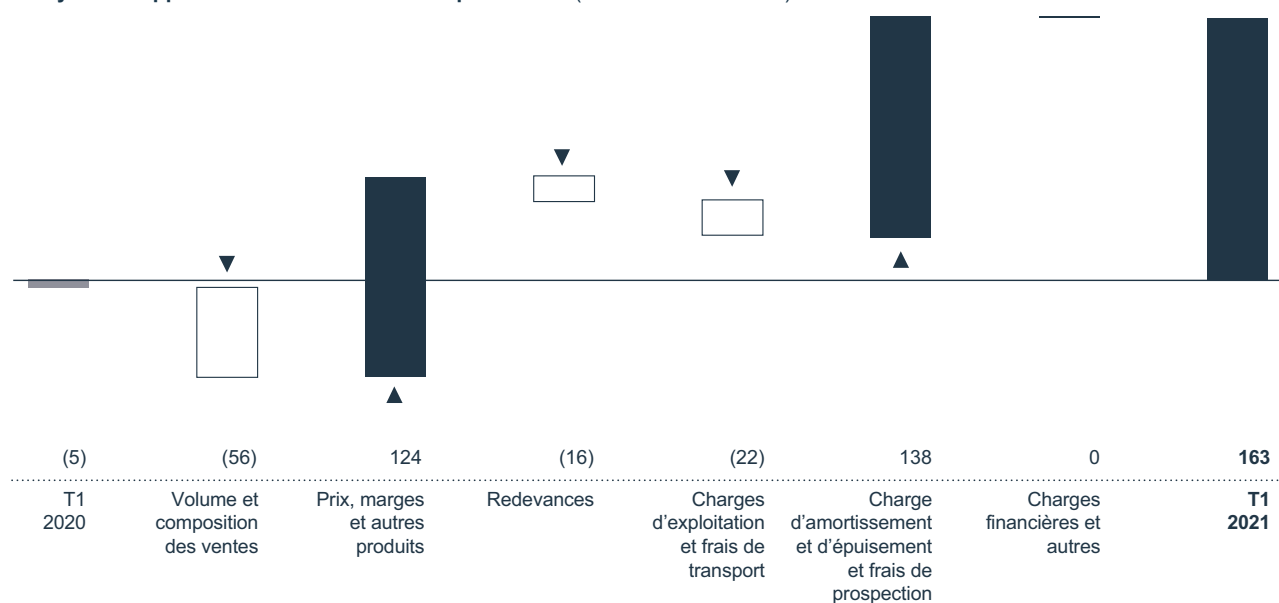
Exploration et production

Principales données financières

| (en millions de dollars) | 2021 | Trimestres clos les 31 mars 2020 |
|---|------|--|
| Produits bruts | 590 | 539 |
| Moins les redevances | (44) | (22) |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances | 546 | 517 |
| Résultat net | 163 | (427) |
| Ajusté pour rendre compte de ce qui suit : | | |
| Dépréciation d'actifs ¹⁾ | — | 422 |
| Résultat d'exploitation ²⁾ | 163 | (5) |
| Fonds provenant de l'exploitation ²⁾ | 285 | 173 |

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

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



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

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 163 M\$ pour le premier trimestre de 2021, en hausse comparativement à une perte d'exploitation de 5 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 et par une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection, en partie contrebalancées par la baisse des volumes de production.

Volumes de production¹⁾

| | Trimestres clos les | |
|--------------------------------------|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| E&P Canada (kb/j) | 58,0 | 62,2 |
| E&P International (kbep/j) | 37,3 | 47,5 |
| Production totale (kbep/j) | 95,3 | 109,7 |
| Total des volumes de ventes (kbep/j) | 84,2 | 107,2 |

1) Au début du deuxième trimestre de 2020, la Société a revu la manière de présenter ses volumes de production en regroupant la production de chaque actif dans les catégories « E&P Canada » et « E&P International » afin d'en simplifier la présentation. Les chiffres de la période comparative ont été retraités afin de refléter ce changement.

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 58 000 b/j au premier trimestre de 2021, en comparaison de 62 200 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent. La baisse enregistrée au premier trimestre de 2021 rend compte du rendement moindre des actifs 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.

La production du secteur E&P International s'est établie à 37 300 bep/j au premier trimestre de 2021, en comparaison de 47 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution des volumes de production enregistrée au premier trimestre de 2021 reflète l'incidence de la déplétion naturelle, en partie contrebalancée par la hausse de la production provenant de Golden Eagle attribuable à de nouveaux puits intercalaires.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 84 200 bep/j au premier trimestre de 2021, en comparaison de 107 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la diminution de la production et d'une accumulation plus importante des stocks sur la côte Est du Canada liée au calendrier des ventes de marchandises.

Prix obtenus

| | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances | | |
| Exploration et production | | |
| E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b) | 73,91 | 67,37 |
| E&P International (\$/bep) | 69,51 | 63,72 |

Les prix obtenus au premier trimestre de 2021 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés que ceux obtenus au premier 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 se sont depuis stabilisés à la 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 premier 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 les frais de transport du premier trimestre de 2021 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une provision non récurrente à l'égard des frais de transport comptabilisée au premier trimestre de 2021, partiellement contrebalancée par la réduction des activités d'exploitation d'E&P Canada.

La charge d'amortissement et d'épuisement du premier trimestre de 2021 a diminué par rapport à celle du premier trimestre de l'exercice précédent, en raison du fléchissement de la production et de la diminution des taux d'amortissement et d'épuisement par rapport à la période précédente, d'un épuisement moins important à White Rose découlant des pertes de valeur comptabilisées au quatrième trimestre de 2020 et d'une reprise d'une perte de valeur inscrite précédemment au titre de la vente future de l'actif de mise en valeur de la zone Golden Eagle.

Les frais de prospection du premier trimestre de 2021 ont été moins élevés que ceux du premier trimestre de 2020 en raison d'une diminution des activités de prospection. La période correspondante de l'exercice précédent tient compte de frais de prospection liés aux travaux de forage non commercial menés en Norvège et sur la côte Est du Canada.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

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

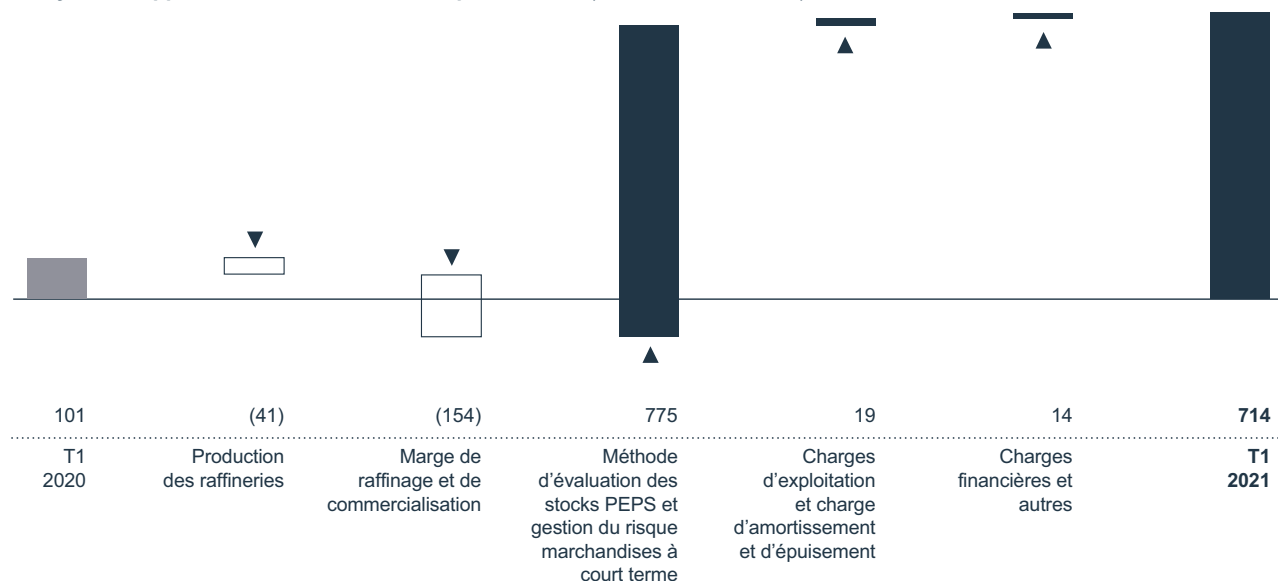
Raffinage et commercialisation

Principales données financières

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Produits d'exploitation | 5 013 | 4 587 |
| Résultat net | 707 | (55) |
| Ajusté pour rendre compte de ce qui suit : | | |
| Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques ¹⁾ | 7 | (64) |
| Réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation ²⁾ | — | 220 |
| Résultat d'exploitation ³⁾ | 714 | 101 |
| Fonds provenant de l'exploitation ³⁾ | 962 | 224 |

- 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'exploitation¹⁾²⁾ (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 714 M\$ pour le premier trimestre de 2021, en comparaison de 101 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation reflète un profit de 373 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 premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte de 446 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 de la baisse des marges de raffinage et de commercialisation de Suncor attribuable au rétrécissement des écarts de prix du brut, rétrécissement contrebalancé en partie par l'amélioration des marges de craquage de référence et le ralentissement du débit de traitement du brut.

Volumes

| | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Pétrole brut traité (kb/j) | | |
| Est de l'Amérique du Nord | 200,5 | 213,1 |
| Ouest de l'Amérique du Nord | 227,9 | 226,4 |
| Total | 428,4 | 439,5 |
| Taux d'utilisation des raffineries^{1),2)} (%) | | |
| Est de l'Amérique du Nord | 90 | 96 |
| Ouest de l'Amérique du Nord | 93 | 94 |
| Total | 92 | 95 |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | | |
| Essence | 232,6 | 234,3 |
| Distillat | 245,7 | 228,7 |
| Autres | 69,8 | 68,5 |
| Total | 548,1 | 531,5 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS ³⁾ (\$/b) | 40,75 | 23,35 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ³⁾ (\$/b) | 30,30 | 35,60 |
| Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b) | 5,75 | 5,65 |

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 428 400 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 92 % au premier trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 439 500 b/j et un taux d'utilisation de 95 % au premier trimestre de 2020. La Société a maintenu des taux d'utilisation élevés des raffineries au premier trimestre de 2021 grâce à l'étendue de son réseau de logistique et de commercialisation, et notamment grâce à l'agrandissement de son terminal d'exportation Burrard, qui élargit le choix des circuits de vente dont elle dispose.

Les ventes de produits raffinés se sont établies à 548 100 b/j au premier trimestre de 2021, en comparaison de 531 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète un accroissement de plus du double du volume des ventes à l'exportation, par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et un prélèvement sur les stocks de produits au cours du trimestre considéré, partiellement contrebalancés par le fléchissement des ventes d'essence au détail.

Marges de raffinage et de commercialisation

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

- Calculées selon la méthode DEPS¹⁾, les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué pour s'établir à 30,30 \$/b au premier trimestre de 2021, en comparaison de 35,60 \$/b inscrites pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut et de la baisse de la demande intérieure ayant découlé des répercussions de la COVID-19, facteurs en partie contrebalancés par l'amélioration des marges de craquage de référence. L'investissement stratégique réalisé par Suncor dans les activités de logistique et de commercialisation lui a permis d'accroître ses volumes d'exportation malgré l'affaiblissement de la demande intérieure, ce qui lui a permis d'optimiser les taux d'utilisation des raffineries et les volumes des ventes. Il en a découlé une augmentation des fonds provenant de l'exploitation en dépit de la baisse des marges par baril. Les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor reflètent également les avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui ont permis à la Société de traiter du pétrole brut lourd à prix réduit, ses capacités en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de son réseau de vente au détail et en gros intégré.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 40,75 \$/b au premier trimestre de 2021, en hausse comparativement à celles de 23,35 \$/b inscrites au premier 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 premier 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 DEPS¹⁾, s'est traduite par un profit après impôt de 373 M\$, alors qu'elle a donné lieu à une perte après impôt de 446 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence favorable de 682 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 moins élevées au premier trimestre de 2021 qu'au premier trimestre de 2020, en raison surtout de la baisse des montants décomptabilisés et de l'incidence des mesures de réduction des coûts de la Société, en partie contrebalancées par la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions et par l'augmentation des coûts des intrants des marchandises attribuable à la hausse des prix du gaz naturel. Les charges d'exploitation de raffinage¹⁾ par baril se sont établies à 5,75 \$ au premier trimestre de 2021, comparativement à 5,65 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation découle de la baisse du débit de traitement et du volume au cours du trimestre à l'étude.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener de travaux de maintenance aux raffineries d'Edmonton, de Montréal et de Commerce City au deuxième trimestre de 2021. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

- 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 | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Résultat net | (375) | (1 090) |
| Ajusté pour rendre compte de ce qui suit : | | |
| (Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains | (181) | 1 021 |
| Charge de restructuration ²⁾ | 126 | — |
| Résultat d'exploitation ¹⁾ | (430) | (69) |
| <i>Siège social</i> | (338) | (211) |
| <i>Éliminations</i> | (92) | 142 |
| Fonds affectés à de l'exploitation ¹⁾ | (537) | (87) |

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 comptabilisé une charge de restructuration liée à la réduction des effectifs annoncée précédemment.

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 338 M\$ au premier trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 211 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par une charge de rémunération fondée sur des actions au cours du premier trimestre de 2021, comparativement à un recouvrement de rémunération fondée sur des actions pour le premier trimestre de 2020, et par une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2021, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 31 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 38 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. Au premier trimestre de 2021, la Société a reporté un profit intersectoriel après impôt de 92 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel et éliminé des pertes latentes de 142 M\$ après impôt au premier trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères d'un trimestre à l'autre, les charges d'alimentation en brut à faible marge des raffineries provenant du secteur Sables pétrolifères ayant été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en brut à plus forte marge.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 537 M\$ au premier trimestre de 2021, en comparaison de 87 M\$ au premier trimestre de 2020; 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, ainsi que des paiements en trésorerie moins élevés au titre de la rémunération fondée sur des actions au cours du trimestre à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

| (en millions de dollars) | 2021 | Trimestres clos les 31 mars 2020 |
|---|------|--|
| Sables pétrolifères | 539 | 1 010 |
| Exploration et production | 69 | 179 |
| Raffinage et commercialisation | 120 | 92 |
| Siège social et éliminations | 75 | 39 |
| Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection | 803 | 1 320 |
| Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif | (31) | (38) |
| | 772 | 1 282 |

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

| (en millions de dollars) | Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾ | Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾ | Total |
|--|---|---|-------|
| Sables pétrolifères | | | |
| <i>Sables pétrolifères – Activités de base</i> | 202 | 64 | 266 |
| <i>Activités in situ</i> | 25 | 71 | 96 |
| <i>Fort Hills</i> | 37 | — | 37 |
| <i>Syncrude</i> | 96 | 23 | 119 |
| Exploration et production | — | 62 | 62 |
| Raffinage et commercialisation | 112 | 8 | 120 |
| Siège social et éliminations | 1 | 71 | 72 |
| | 473 | 299 | 772 |

- 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.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 772 M\$ au premier trimestre de 2021, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en baisse par rapport à celles de 1,282 G\$ engagées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul est essentiellement attribuable à l'importance accrue que la Société accorde à la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et à la diminution des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, laquelle s'explique en partie par le fait qu'un plus grand nombre de travaux de maintenance planifiés ont été menés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et aux installations *in situ* au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul tient également à la baisse des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques engagés dans le secteur E&P et les activités *in situ*.

L'activité du premier 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 266 M\$ premier trimestre de 2021 et ont été principalement affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées au programme de

maintenance planifiée de la Société et aux investissements économiques visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone afin de remplacer les chaudières à coke.

Pour le premier trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 96 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 premier trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 37 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 premier trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 119 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance.

Exploration et production

Pour le premier trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 62 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hebron et à Golden Eagle et des travaux de mise en valeur restreints du projet Fenja.

Raffinage et commercialisation

Au premier trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 120 M\$, se rapportent principalement aux activités de maintien et de maintenance des actifs.

Siège social et éliminations

Au premier trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 72 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 | 31 mars 2020 |
| Rendement du capital investi ^{1),2)} (%) | (1,4) | (1,3) |
| Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ^{3),4)} (en nombre de fois) | 3,8 | 2,0 |
| Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois) | | |
| Base du résultat ⁵⁾ | 0,3 | (2,4) |
| Base des fonds provenant de l'exploitation ^{4),6)} | 5,6 | 9,1 |
| Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%) | 36,2 | 35,0 |
| Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ^{3),7)} (%) | 34,1 | 32,4 |
| Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ^{3),7)} (%) | 30,5 | 28,7 |

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Le RCI aurait été de (0,6) % pour la période de 12 mois close le 31 mars 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 5,1 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020, de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019 et 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.
- 3) La dette nette correspond au total de la dette diminuée 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 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 ont diminué au cours trimestre clos le 31 mars 2021 pour s'établir à 1,762 G\$, comparativement au montant de 1,885 G\$ inscrit au 31 décembre 2020, les sorties de trésorerie liées aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, les versements de dividendes, le rachat de 318 M\$ par Suncor de ses actions ordinaires dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat ») et la réduction de

1,1 G\$ de la dette totale, y compris les paiements au titre de la location, ayant excédé légèrement les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation.

Au 31 mars 2021, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 17 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 4,432 G\$ au 31 mars 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\$ qui avaient été conclues afin d'assurer que la Société dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19, facteur partiellement contrebalancé par une augmentation du crédit disponible attribuable à la baisse du solde de papier commercial.

Au premier trimestre de 2021, Standard & Poor's a maintenu la notation de la dette de premier rang à long terme de la Société à BBB+, mais a revu sa perspective, qui est passée de stable à négative en raison des révisions à l'appréciation du risque du secteur intégré du pétrole et du gaz à l'échelle mondiale.

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 premier trimestre de 2021, Suncor a exercé ses options de remboursement anticipé à l'égard de ses billets non garantis de premier rang à 9,40 % d'une valeur de 220 M\$ US et de ses billets à moyen terme à 3,10 % d'une valeur de 750 M\$, échéant dans les deux cas en 2021.

Au premier trimestre de 2021, la Société a également émis des billets non garantis de premier rang à 3,75 % d'une valeur de 750 M\$ US et des billets à moyen terme non garantis de premier rang à 3,95 % d'une valeur de 500 M\$ qui, dans les deux cas, arrivent à échéance le 4 mars 2051.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 mars 2021, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 36,2 % (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) | 31 mars 2021 | 31 décembre 2020 |
|--|-----------------|---------------------|
| Dette à court terme | 2 258 | 3 566 |
| Tranche courante de la dette à long terme | 377 | 1 413 |
| Tranche courante des obligations locatives à long terme | 298 | 272 |
| Dette à long terme | 15 078 | 13 812 |
| Obligations locatives à long terme | 2 580 | 2 636 |
| Dette totale | 20 591 | 21 699 |
| Moins la trésorerie et ses équivalents | 1 762 | 1 885 |
| Dette nette | 18 829 | 19 814 |
| Capitaux propres | 36 325 | 35 757 |
| Dette totale majorée des capitaux propres | 56 916 | 57 456 |
| Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%) | 36,2 | 37,8 |
| Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres (%) | 34,1 | 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 31 mars 2021 |
|--|-----------------------------------|
| Dette totale à l'ouverture de la période | 21 699 |
| Augmentation de la dette à long terme | 373 |
| Diminution de la dette à court terme | (1 271) |
| Augmentation de l'obligation locative | 62 |
| Paiements de loyers | (88) |
| Incidence du change sur la dette et autres | (184) |
| Dette totale au 31 mars 2021 | 20 591 |
| Moins la trésorerie et ses équivalents au 31 mars 2021 | 1 762 |
| Dette nette au 31 mars 2021 | 18 829 |

La dette totale de la Société a diminué au premier trimestre 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 trimestre de 2021, facteurs en partie contrebalancés par l'émission de titres d'emprunt à long terme, comme il est décrit ci-dessus, et par les contrats de location conclus au cours de la période.

Actions ordinaires

| (en milliers) | 31 mars 2021 |
|---|-----------------|
| Actions ordinaires | 1 513 096 |
| Options sur actions ordinaires – exerçables | 29 749 |
| Options sur actions ordinaires – non exerçables | 9 303 |

Au 29 avril 2021, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 506 484 194 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 38 993 336. 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 Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté un avis déposé par Suncor en vue d'entamer une offre publique de rachat pour racheter des actions 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. Les détenteurs de titres de Suncor peuvent obtenir une copie de l'avis, sans frais, en communiquant avec la Société.

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 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 31 mars 2021 | 2020 |
|---|--|-------|
| Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires) | 12 055 | 7 527 |
| Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action) | 26,36 | 40,83 |
| Coût du rachat d'actions | 318 | 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. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement hors bilan qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

7. Données financières trimestrielles

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, notamment l'élargissement des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par 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) | 31 mars 2021 | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 |
|--|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Production totale (kbep/j) | | | | | | | | |
| Sables pétrolifères | 690,6 | 671,5 | 519,0 | 553,7 | 630,1 | 662,3 | 670,0 | 692,2 |
| Exploration et production | 95,3 | 97,7 | 97,2 | 101,8 | 109,7 | 115,9 | 92,3 | 111,7 |
| | 785,9 | 769,2 | 616,2 | 655,5 | 739,8 | 778,2 | 762,3 | 803,9 |
| Produits des activités ordinaires et autres produits | | | | | | | | |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances | 8 679 | 6 615 | 6 427 | 4 229 | 7 391 | 9 487 | 9 803 | 10 071 |
| Autres produits | (43) | (21) | 30 | 16 | 365 | 111 | 93 | 27 |
| | 8 636 | 6 594 | 6 457 | 4 245 | 7 756 | 9 598 | 9 896 | 10 098 |
| Résultat net | 821 | (168) | (12) | (614) | (3 525) | (2 335) | 1 035 | 2 729 |
| par action ordinaire – de base (en dollars) | 0,54 | (0,11) | (0,01) | (0,40) | (2,31) | (1,52) | 0,67 | 1,74 |
| par action ordinaire – dilué (en dollars) | 0,54 | (0,11) | (0,01) | (0,40) | (2,31) | (1,52) | 0,67 | 1,74 |
| Résultat d'exploitation^{1),2)} | 746 | (109) | (338) | (1 345) | (421) | 812 | 1 088 | 1 276 |
| par action ordinaire – de base ^{1),2)} (en dollars) | 0,49 | (0,07) | (0,22) | (0,88) | (0,28) | 0,53 | 0,71 | 0,81 |
| Fonds provenant de l'exploitation¹⁾ | 2 110 | 1 221 | 1 166 | 488 | 1 001 | 2 553 | 2 675 | 3 005 |
| par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars) | 1,39 | 0,80 | 0,76 | 0,32 | 0,66 | 1,66 | 1,72 | 1,92 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 2 345 | 814 | 1 245 | (768) | 1 384 | 2 304 | 3 136 | 3 433 |
| par action ordinaire – de base (en dollars) | 1,54 | 0,53 | 0,82 | (0,50) | 0,91 | 1,50 | 2,02 | 2,19 |
| RCI¹⁾ (% , sur 12 mois) | (1,4) | (6,9) | (10,2) | (7,5) | (1,3) | 4,9 | 9,7 | 10,4 |
| RCI^{1),3)}, compte non tenu des pertes de valeur (% , sur 12 mois) | (0,6) | (2,9) | (1,3) | 1,0 | 7,0 | 10,0 | 9,7 | 10,4 |
| Profit de change latent (perte de change latente) après impôt sur la dette libellée en dollars américains | 181 | 539 | 290 | 478 | (1 021) | 235 | (127) | 221 |
| Information sur les actions ordinaires (en dollars) | | | | | | | | |
| Dividende par action ordinaire | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,21 | 0,47 | 0,42 | 0,42 | 0,42 |
| Cours à la clôture des négociations | | | | | | | | |
| Bourse de Toronto (\$ CA) | 26,27 | 21,35 | 16,26 | 22,89 | 22,46 | 42,56 | 41,79 | 40,85 |
| Bourse de New York (\$ US) | 20,90 | 16,78 | 12,23 | 16,86 | 15,80 | 32,80 | 31,58 | 31,16 |

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 8,6 %, de 7,8 %, de 8,2 % et de 5,1 % respectivement pour le deuxième trimestre de 2019, 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) | | 31 mars 2021 | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 |
|--|------------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| Pétrole brut WTI à Cushing | \$ US/b | 57,80 | 42,65 | 40,95 | 27,85 | 46,10 | 56,95 | 56,45 | 59,85 |
| Pétrole brut Brent daté | \$ US/b | 60,85 | 44,20 | 43,00 | 29,20 | 50,15 | 63,30 | 61,90 | 68,85 |
| Écart de prix Brent daté/Maya FOB | \$ US/b | 4,70 | 3,30 | 3,50 | 2,70 | 15,95 | 9,30 | 5,20 | 6,75 |
| MSW à Edmonton | \$ CA/b | 66,55 | 50,25 | 51,30 | 30,20 | 52,00 | 68,10 | 68,35 | 73,90 |
| WCS à Hardisty | \$ US/b | 45,40 | 33,35 | 31,90 | 16,35 | 25,60 | 41,10 | 44,20 | 49,20 |
| Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty | \$ US/b | (12,40) | (9,30) | (9,05) | (11,50) | (20,50) | (15,85) | (12,25) | (10,65) |
| (Écart) prime – SYN/WTI | \$ US/b | (3,50) | (3,05) | (2,45) | (4,55) | (2,70) | (0,70) | 0,40 | 0,15 |
| Condensat à Edmonton | \$ US/b | 58,00 | 42,55 | 37,55 | 22,20 | 46,20 | 53,00 | 52,00 | 55,85 |
| Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO | \$ CA/kpi ³ | 3,15 | 2,65 | 2,25 | 2,00 | 2,05 | 2,50 | 0,95 | 1,05 |
| Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta | \$ CA/MWh | 95,45 | 46,15 | 43,85 | 29,90 | 67,05 | 46,95 | 46,85 | 56,55 |
| Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 15,60 | 9,85 | 10,20 | 12,20 | 14,75 | 18,45 | 19,70 | 22,40 |
| Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 13,40 | 7,95 | 7,75 | 6,75 | 9,75 | 14,35 | 17,05 | 21,50 |
| Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 15,80 | 13,15 | 12,55 | 12,20 | 18,30 | 25,45 | 23,90 | 29,10 |
| Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ | \$ US/b | 14,45 | 9,00 | 8,55 | 9,00 | 13,00 | 17,00 | 20,00 | 21,70 |
| Taux de change | \$ US/\$ CA | 0,79 | 0,77 | 0,75 | 0,72 | 0,74 | 0,76 | 0,76 | 0,75 |
| Taux de change à la clôture de la période | \$ US/\$ CA | 0,80 | 0,78 | 0,75 | 0,73 | 0,71 | 0,77 | 0,76 | 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'à la note 3 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 clos le 31 mars 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 clos le 31 mars 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 31 mars 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 31 mars 2021, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 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 ses communiqués de presse datés du 3 février 2021 et du 3 mai 2021, qui sont tous deux également accessibles en ligne au www.sedar.com.

9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation, le RCI, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril connexes, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées

isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat d'exploitation

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

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 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 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire) | 2021 | 2020 |
|---|---------|---------|
| Ajustements du résultat net | | |
| Résultat net | 27 | (2 096) |
| (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 | (1 488) | 692 |
| Charges d'intérêts nettes | 704 | 633 |
| | A | (757) |
| Capital investi – début de la période de 12 mois | | |
| Dette nette | 18 212 | 17 298 |
| Capitaux propres | 37 965 | 44 262 |
| | 56 177 | 61 560 |
| Capital investi – fin de la période de 12 mois | | |
| Dette nette | 18 829 | 18 212 |
| Capitaux propres | 36 325 | 37 965 |
| | 55 154 | 56 177 |
| Capital moyen investi | B | 55 854 |
| RCI ¹⁾ (%) | A/B | (1,4) |

1) Le RCI aurait été de (0,6) % pour la période de 12 mois close le 31 mars 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 5,1 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020, de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019 et 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.

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 31 mars (en millions de dollars) | Sables pétrolières | | Exploration et production | | Raffinage et commercialisation | | Siège social et éliminations | | Total | |
|---|-----------------------|---------|------------------------------|-------|-----------------------------------|------|---------------------------------|---------|--------------|---------|
| | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 | 2021 | 2020 |
| Résultat net | 326 | (1 953) | 163 | (427) | 707 | (55) | (375) | (1 090) | 821 | (3 525) |
| Ajustements pour : | | | | | | | | | | |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur | 1 158 | 3 065 | 102 | 828 | 209 | 232 | 21 | 21 | 1 490 | 4 146 |
| Impôt sur le résultat différé | (8) | (444) | 15 | (128) | 17 | (10) | (15) | 62 | 9 | (520) |
| Charge de désactualisation | 59 | 56 | 14 | 11 | 2 | 2 | (1) | — | 74 | 69 |
| (Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains | — | — | — | — | — | — | (196) | 1 096 | (196) | 1 096 |
| Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation | (115) | 163 | (7) | (136) | 18 | 98 | 1 | — | (103) | 125 |
| Profit à la cession d'actifs | — | (1) | — | — | (8) | (3) | — | — | (8) | (4) |
| Rémunération fondée sur des actions | (1) | (86) | (1) | (11) | (2) | (51) | 2 | (178) | (2) | (326) |
| Prospection | — | — | — | 70 | — | — | — | — | — | 70 |
| Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état | (68) | (99) | (1) | (4) | (1) | (3) | — | — | (70) | (106) |
| Autres | 49 | (10) | — | (30) | 20 | 14 | 26 | 2 | 95 | (24) |
| Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation | 1 400 | 691 | 285 | 173 | 962 | 224 | (537) | (87) | 2 110 | 1 001 |
| Diminution du fonds de roulement hors trésorerie | | | | | | | | | 235 | 383 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | | | | | | | | | 2 345 | 1 384 |

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 | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Fonds provenant de l'exploitation | 2 110 | 1 001 |
| Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾ | (808) | (1 463) |
| Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires) | 1 302 | (462) |

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 16 M\$ au premier trimestre de 2021 et de 15 M\$ au premier 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 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. À partir du premier trimestre de 2020, la Société a révisé le calcul des charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour mieux l'harmoniser avec la méthode utilisée pour calculer les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères et de Fort Hills. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour la période précédente comprenaient les frais de mise en valeur futurs et ont été retraitées afin de les exclure. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges de raffinage et de commercialisation, 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 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 charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les 31 mars | |
|---|--------------------------------|--------|
| | 2021 | 2020 |
| Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation | | |
| Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits | 1 738 | 629 |
| Autres (pertes) produits | (45) | 86 |
| Marge non liée au raffinage | (13) | 283 |
| Marges de raffinage et de commercialisation | 1 680 | 998 |
| Production des raffineries ¹⁾ (kb) | 41 211 | 42 729 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) | 40,75 | 23,35 |
| Ajustement au titre de la méthode DEPS | (432) | 524 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS | 1 248 | 1 522 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) | 30,30 | 35,60 |
| Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ²⁾ | 479 | 480 |
| Coûts non liés au raffinage ²⁾ | (242) | (239) |
| Charges d'exploitation de raffinage | 237 | 241 |
| Production des raffineries ¹⁾ (kb) | 41 211 | 42 729 |
| Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) | 5,75 | 5,65 |

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 :

| <u>Unités de mesure</u> | | <u>Lieux et devises</u> | |
|-------------------------|---|---|--|
| b | baril | É.-U. | États-Unis |
| b/j | barils par jour | R.-U. | Royaume-Uni |
| kb/j | milliers de barils par jour | | |
| bep | barils équivalent pétrole | \$ ou \$ CA | Dollars canadiens |
| bep/j | barils équivalent pétrole par jour | \$ US | Dollars américains |
| kbep | milliers de barils équivalent pétrole | | |
| kbep/j | milliers de barils équivalent pétrole par jour | | |
| | | <u>Contexte financier et commercial</u> | |
| GJ | gigajoules | T1 | Trimestre clos le 31 mars |
| kpi ³ | milliers de pieds cubes de gaz naturel | WTI | West Texas Intermediate |
| kpi ³ e | milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel | WCS | Western Canadian Select |
| Mpi ³ | millions de pieds cubes de gaz naturel | SYN | Cours de référence du pétrole brut synthétique |
| Mpi ³ /j | millions de pieds cubes de gaz naturel par jour | MSW | Mélange non corrosif mixte |
| Mpi ³ e | millions de pieds cubes équivalent gaz naturel | NYMEX | New York Mercantile Exchange |
| Mpi ³ e/j | millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour | | |
| MW | mégawatts | | |
| MWh | mégawattheure | | |

11. Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves; les répercussions négatives actuelles et potentielles de la pandémie de COVID-19, dont la situation entourant la pandémie et la possibilité que surviennent de prochaines vagues, ainsi que toute politique à l'égard des restrictions commerciales actuelles, des mesures de confinement ou des interdictions visant les rassemblements; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'élaboration et l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et informations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses en immobilisation ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « 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 volonté de Suncor d'alléger sensiblement la dette et d'accroître les redistributions aux actionnaires, ainsi que son intention d'affecter les deux tiers des flux de trésorerie disponibles supplémentaires au remboursement d'une tranche supplémentaire de la dette et le tiers au rachat de nouvelles actions, ainsi que la volonté de Suncor de faire en sorte que ses projets ultérieurs de répartition du capital respectent sa stratégie en la matière, laquelle vise à réduire la dette, à augmenter le rendement pour les actionnaires et à investir dans une croissance rentable;
- la prévision selon laquelle Suncor reprendra l'exploitation de l'actif Syncrude le 30 septembre 2021 et l'incidence prévue de cette reprise sur les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, ainsi que l'attente selon laquelle la reprise de l'exploitation par Suncor se traduira par des synergies brutes de 300 M\$ par an;
- l'intention de Suncor de poursuivre son virage numérique par le déploiement continu de nouvelles technologies numériques et les retombées attendues de ce projet;
- les attentes de Suncor à l'égard de la stratégie d'accroissement de la production révisée de Fort Hills, ce qui tient compte du fonctionnement à une cadence normale des deux trains d'extraction primaire au cours du troisième trimestre de 2021;
- la conviction de la Société selon laquelle elle est bien positionnée pour dégager d'importants flux de trésorerie disponibles, tant en amont qu'en aval, dès que la vaccination de la population ouvrira la voie à une relance économique et à la remontée attendue de la demande de pétrole brut et de produits raffinés;
- l'opinion de Suncor selon laquelle la réussite de sa stratégie dépend largement de son aptitude à tirer parti de son excellence opérationnelle pour réaliser ses projets à court terme et qu'en 2021, elle accomplira de nouveaux progrès au chapitre de son virage numérique par l'optimisation des processus et des technologies afin d'accroître la productivité et la fiabilité et de poursuivre sur la lancée des objectifs de réduction des coûts atteints en 2020;
- le projet de centrale de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères destiné à remplacer les chaudières à coke actuelles et le projet d'énergie éolienne de Forty Mile, ainsi que la prévision selon laquelle ces projets contribueront à l'atteinte des objectifs environnementaux de Suncor et à son objectif en matière de flux de trésorerie disponibles supplémentaires;
- les énoncés selon lesquels la santé et la résilience financières de la Société resteront une priorité pour elle en 2021;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur les travaux de maintenance planifiés quinquennaux prévus à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères, les travaux de maintenance planifiés à la principale installation de cokéfaction de Syncrude et les travaux de maintenance planifiés aux raffineries d'Edmonton, de Montréal et de Commerce City;

- 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 des actions 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 l'impôt sur le résultat exigible, les redevances à la Couronne liées aux activités du secteur Sables pétrolières et les redevances à la Couronne liées à Syncrude, 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 et du taux de change \$ CA/\$ US.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolières 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 pétrolières 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 pétrolières; 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 pétrolières; 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 pétrolières) 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 pétroliers; 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 et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent 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 31 mars 2021 | |
|---|--|----------------|
| Produits des activités ordinaires et autres produits | | |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3) | 8 679 | 7 391 |
| Autres (pertes) produits (note 4) | (43) | 365 |
| | 8 636 | 7 756 |
| Charges | | |
| Achats de pétrole brut et de produits | 2 583 | 3 180 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾ | 2 900 | 2 936 |
| Frais de transport et de distribution ¹⁾ | 381 | 367 |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 10) | 1 490 | 4 146 |
| Prospection | 8 | 139 |
| Profit à la cession d'actifs | (8) | (4) |
| Charges financières (note 6) | 168 | 1 342 |
| | 7 522 | 12 106 |
| Résultat avant impôt | 1 114 | (4 350) |
| Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat | | |
| Exigible | 284 | (305) |
| Différé | 9 | (520) |
| | 293 | (825) |
| Résultat net | 821 | (3 525) |
| Autres éléments du résultat global | | |
| Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net : | | |
| Ajustement au titre des écarts de conversion | (41) | 241 |
| Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net : | | |
| Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 12) | 656 | 13 |
| Autres éléments du résultat global | 615 | 254 |
| Total du résultat global | 1 436 | (3 271) |
| Par action ordinaire (en dollars) (note 7) | | |
| Résultat net – de base et dilué | 0,54 | (2,31) |
| Dividendes en trésorerie | 0,21 | 0,47 |

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 clos le 31 mars 2020, un montant de 31 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.

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

| (en millions de dollars) | 31 mars 2021 | 31 décembre 2020 |
|---|-----------------|---------------------|
| Actif | | |
| Actif courant | | |
| Trésorerie et équivalents | 1 762 | 1 885 |
| Créances | 3 669 | 3 157 |
| Stocks | 3 911 | 3 617 |
| Impôt sur le résultat à recevoir | 539 | 727 |
| Total de l'actif courant | 9 881 | 9 386 |
| Immobilisations corporelles, montant net (note 10) | 66 252 | 68 130 |
| Prospection et évaluation | 2 225 | 2 286 |
| Autres actifs | 1 237 | 1 277 |
| Goodwill et autres immobilisations incorporelles | 3 398 | 3 328 |
| Actifs d'impôt différé | 183 | 209 |
| Total de l'actif | 83 176 | 84 616 |
| Passif et capitaux propres | | |
| Passif courant | | |
| Dette à court terme | 2 258 | 3 566 |
| Tranche courante de la dette à long terme (note 6) | 377 | 1 413 |
| Tranche courante des obligations locatives à long terme | 298 | 272 |
| Dettes fournisseurs et charges à payer | 5 542 | 4 684 |
| Tranche courante des provisions | 562 | 527 |
| Impôt à payer | 30 | 87 |
| Total du passif courant | 9 067 | 10 549 |
| Dette à long terme (note 6) | 15 078 | 13 812 |
| Obligations locatives à long terme | 2 580 | 2 636 |
| Autres passifs à long terme (note 12) | 2 124 | 2 840 |
| Provisions (note 11) | 8 849 | 10 055 |
| Impôt sur le résultat différé | 9 153 | 8 967 |
| Capitaux propres | 36 325 | 35 757 |
| Total du passif et des capitaux propres | 83 176 | 84 616 |

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Activités d'exploitation | | |
| Résultat net | 821 | (3 525) |
| Ajustements au titre des éléments suivants : | | |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 10) | 1 490 | 4 146 |
| Charge (recouvrement) d'impôt différé | 9 | (520) |
| Charge de désactualisation (note 6) | 74 | 69 |
| (Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains (note 6) | (196) | 1 096 |
| Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation | (103) | 125 |
| Profit à la cession d'actifs | (8) | (4) |
| Rémunération fondée sur des actions | (2) | (326) |
| Prospection | — | 70 |
| Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état | (70) | (106) |
| Autres | 95 | (24) |
| Diminution du fonds de roulement hors trésorerie | 235 | 383 |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 2 345 | 1 384 |
| Activités d'investissement | | |
| Dépenses en immobilisations et frais de prospection | (803) | (1 320) |
| Produit de la cession d'actifs | 8 | — |
| Autres placements | (7) | (16) |
| Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie | (34) | (180) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement | (836) | (1 516) |
| Activités de financement | | |
| (Diminution) augmentation nette de la dette à court terme | (1 271) | 1 386 |
| Remboursement sur la dette à long terme (note 6) | (1 050) | — |
| Émission de titres d'emprunt à long terme (note 6) | 1 423 | — |
| Paievements au titre de l'obligation locative | (88) | (82) |
| Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions | — | 29 |
| Rachat d'actions ordinaires (note 8) | (318) | (307) |
| Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle | (2) | (2) |
| Dividendes versés sur les actions ordinaires | (319) | (709) |
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement | (1 625) | 315 |
| (Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents | (116) | 183 |
| Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents | (7) | 83 |
| Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période | 1 885 | 1 960 |
| Trésorerie et équivalents à la clôture de la période | 1 762 | 2 226 |
| Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie | | |
| Intérêts payés | 139 | 147 |
| Impôt sur le résultat payé | 148 | 751 |

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 | — | — | — | (3 525) | (3 525) | — |
| Ajustement au titre des écarts de conversion | — | — | 241 | — | 241 | — |
| Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 5 \$ | — | — | — | 13 | 13 | — |
| Total du résultat global | — | — | 241 | (3 512) | (3 271) | — |
| 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 | — | 13 | — | — | 13 | — |
| Dividendes versés sur les actions ordinaires | — | — | — | (709) | (709) | — |
| Au 31 mars 2020 | 25 144 | 572 | 1 140 | 11 109 | 37 965 | 1 525 151 |
| Au 31 décembre 2020 | 25 144 | 591 | 877 | 9 145 | 35 757 | 1 525 151 |
| Résultat net | — | — | — | 821 | 821 | — |
| Ajustement au titre des écarts de conversion | — | — | (41) | — | (41) | — |
| Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 207 \$ (note 12) | — | — | — | 656 | 656 | — |
| Total du résultat global | — | — | (41) | 1 477 | 1 436 | — |
| Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8) | (199) | — | — | (119) | (318) | (12 055) |
| Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions | (151) | — | — | (89) | (240) | — |
| Rémunération fondée sur des actions | — | 9 | — | — | 9 | — |
| Dividendes versés sur les actions ordinaires | — | — | — | (319) | (319) | — |
| Au 31 mars 2021 | 24 794 | 600 | 836 | 10 095 | 36 325 | 1 513 096 |

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 clos le 31 mars 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 31 mars (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 |
| Produits des activités ordinaires et autres produits | | | | | | | | | | |
| Produits bruts | 3 295 | 2 327 | 590 | 539 | 4 990 | 4 563 | 6 | 9 | 8 881 | 7 438 |
| Produits intersectoriels | 1 056 | 990 | — | — | 23 | 24 | (1 079) | (1 014) | — | — |
| Moins les redevances | (158) | (25) | (44) | (22) | — | — | — | — | (202) | (47) |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances | 4 193 | 3 292 | 546 | 517 | 5 013 | 4 587 | (1 073) | (1 005) | 8 679 | 7 391 |
| Autres (pertes) produits | (2) | 248 | (1) | 33 | (45) | 86 | 5 | (2) | (43) | 365 |
| | 4 191 | 3 540 | 545 | 550 | 4 968 | 4 673 | (1 068) | (1 007) | 8 636 | 7 756 |
| Charges | | | | | | | | | | |
| Achats de pétrole brut et de produits | 250 | 407 | — | — | 3 275 | 3 958 | (942) | (1 185) | 2 583 | 3 180 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾ | 1 973 | 2 252 | 110 | 133 | 479 | 480 | 338 | 71 | 2 900 | 2 936 |
| Frais de transport et de distribution ¹⁾ | 276 | 289 | 52 | 23 | 63 | 67 | (10) | (12) | 381 | 367 |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur | 1 158 | 3 065 | 102 | 828 | 209 | 232 | 21 | 21 | 1 490 | 4 146 |
| Prospection | 2 | 57 | 6 | 82 | — | — | — | — | 8 | 139 |
| Profit à la cession d'actifs | — | (1) | — | — | (8) | (3) | — | — | (8) | (4) |
| Charges financières | 87 | 81 | 17 | 3 | 16 | — | 48 | 1 258 | 168 | 1 342 |
| | 3 746 | 6 150 | 287 | 1 069 | 4 034 | 4 734 | (545) | 153 | 7 522 | 12 106 |
| Résultat net avant impôt | 445 | (2 610) | 258 | (519) | 934 | (61) | (523) | (1 160) | 1 114 | (4 350) |
| Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat | | | | | | | | | | |
| Exigible | 127 | (213) | 80 | 36 | 210 | 4 | (133) | (132) | 284 | (305) |
| Différé | (8) | (444) | 15 | (128) | 17 | (10) | (15) | 62 | 9 | (520) |
| | 119 | (657) | 95 | (92) | 227 | (6) | (148) | (70) | 293 | (825) |
| Résultat net | 326 | (1 953) | 163 | (427) | 707 | (55) | (375) | (1 090) | 821 | (3 525) |
| Dépenses en immobilisations et frais de prospection | | | | | | | | | | |
| | 539 | 1 010 | 69 | 179 | 120 | 92 | 75 | 39 | 803 | 1 320 |

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 31 mars 2020, un montant de 31 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 31 mars (en millions de dollars) | 2021 | | | 2020 | | |
|---|---------------------|---------------|--------------|---------------------|---------------|--------------|
| | Amérique du Nord | International | Total | Amérique du Nord | International | Total |
| Sables pétroliers | | | | | | |
| Pétrole brut synthétique et diesel | 3 347 | — | 3 347 | 2 779 | — | 2 779 |
| Bitume | 1 004 | — | 1 004 | 538 | — | 538 |
| | 4 351 | — | 4 351 | 3 317 | — | 3 317 |
| Exploration et production | | | | | | |
| Pétrole brut et liquides de gaz naturel | 386 | 202 | 588 | 319 | 219 | 538 |
| Gaz naturel | — | 2 | 2 | — | 1 | 1 |
| | 386 | 204 | 590 | 319 | 220 | 539 |
| Raffinage et commercialisation | | | | | | |
| Essence | 2 051 | — | 2 051 | 1 894 | — | 1 894 |
| Distillat | 2 287 | — | 2 287 | 2 116 | — | 2 116 |
| Autres | 675 | — | 675 | 577 | — | 577 |
| | 5 013 | — | 5 013 | 4 587 | — | 4 587 |
| Siège social et éliminations | | | | | | |
| | (1 073) | — | (1 073) | (1 005) | — | (1 005) |
| Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 8 677 | 204 | 8 881 | 7 218 | 220 | 7 438 |

4. Autres (pertes) produits

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

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les 31 mars | |
|--|--------------------------------|------|
| | 2021 | 2020 |
| Activités de négociation de l'énergie | | |
| Profits comptabilisés en résultat net | 11 | 236 |
| Pertes à l'évaluation des stocks | (21) | (97) |
| Gestion du risque lié au prix des marchandises à court terme | (66) | 185 |
| Produit financier et produits d'intérêts | 23 | 36 |
| Autres | 10 | 5 |
| | (43) | 365 |

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 | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Régimes dont les paiements sont réglés en actions | 9 | 13 |
| Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie | 102 | (100) |
| | 111 | (87) |

6. Charges financières

| (en millions de dollars) | Trimestre clos les | |
|--|--------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Intérêts sur la dette | 210 | 216 |
| Intérêts sur les obligations locatives | 41 | 42 |
| Intérêts incorporés à l'actif | (31) | (38) |
| Charges d'intérêts | 220 | 220 |
| Intérêts sur le passif au titre du partenariat | 13 | 13 |
| Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite | 15 | 14 |
| Charge de désactualisation | 74 | 69 |
| (Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains | (196) | 1 096 |
| Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres | 42 | (70) |
| | 168 | 1 342 |

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^{er} 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 | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Résultat net | 821 | (3 525) |
| (en millions d'actions ordinaires) | | |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires | 1 522 | 1 528 |
| Titres dilutifs : | | |
| Effet des options sur actions | — | 1 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution | 1 522 | 1 529 |
| (en dollars par action ordinaire) | | |
| Résultat de base et dilué par action | 0,54 | (2,31) |

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 par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto, de la Bourse de New York 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 cours du premier trimestre de 2021, la Société a racheté 12,1 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 au prix moyen de 26,36 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 318 M\$.

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

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|-----------------|
| | 2021 | 31 mars 2020 |
| Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires) | | |
| Actions rachetées | 12 055 | 7 527 |
| Montants imputés aux postes suivants : | | |
| Capital-actions | 199 | 124 |
| Résultats non distribués | 119 | 183 |
| Coût des rachats d'actions | 318 | 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) | 31 mars | 31 décembre |
|---|---------|-------------|
| | 2021 | 2020 |
| Montants imputés aux postes suivants : | | |
| Capital-actions | 151 | — |
| Résultats non distribués | 89 | — |
| Passif au titre des engagements d'achat d'actions | 240 | — |

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 | 180 |
| Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice | (55) |
| Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2021 | 4 |

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 31 mars 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 31 mars 2021, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

| (en millions de dollars) | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Total de la juste valeur |
|--------------------------|----------|----------|----------|--------------------------|
| Créances | 81 | 56 | — | 137 |
| Dettes fournisseurs | (78) | (55) | — | (133) |
| | 3 | 1 | — | 4 |

Au cours du premier 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 31 mars 2021, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 15,5 G\$ (15,2 G\$ au 31 décembre 2020) et sa juste valeur, à 18,3 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 pétrolifères

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 pétrolifères. Aucune indication de dépréciation ou de reprise n'a été repérée au 31 mars 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 31 mars 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 31 mars 2021.

11. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 1,2 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 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 3,70 % (3,10 % au 31 décembre 2020).

12. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

Pour le trimestre clos le 31 mars 2021, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel s'est élevé à 656 M\$ (déduction faite de l'impôt de 207 M\$), en raison principalement d'une augmentation du taux d'actualisation, lequel est passé à 3,30 % (2,50 % au 31 décembre 2020).

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

| | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le | |
|--|---------------------|--------------|---------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| | 31 mars 2021 | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2020 |
| Sables pétrolifères | | | | | | |
| Volumes de production | | | | | | |
| Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel) (kb/j) | | | | | | |
| Activités du secteur Sables pétrolifères | 329,6 | 309,7 | 252,3 | 319,4 | 331,8 | 303,1 |
| Syncrude | 190,3 | 204,6 | 158,5 | 117,2 | 171,8 | 163,1 |
| Total de la production de produits valorisés | 519,9 | 514,3 | 410,8 | 436,6 | 503,6 | 466,2 |
| Production de bitume non valorisé (kb/j) | | | | | | |
| Activités du secteur Sables pétrolifères | 119,5 | 94,8 | 65,6 | 69,8 | 45,8 | 69,1 |
| Fort Hills | 51,2 | 62,4 | 42,6 | 47,3 | 80,7 | 58,1 |
| Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères | 170,7 | 157,2 | 108,2 | 117,1 | 126,5 | 127,2 |
| Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j) | | | | | | |
| | 690,6 | 671,5 | 519,0 | 553,7 | 630,1 | 593,4 |
| Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j) | | | | | | |
| Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel) | 515,2 | 495,6 | 420,1 | 443,1 | 512,5 | 467,9 |
| Bitume non valorisé | 180,2 | 139,6 | 119,1 | 116,4 | 127,5 | 125,6 |
| Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères | 695,4 | 635,2 | 539,2 | 559,5 | 640,0 | 593,5 |
| Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes^{1),A)} (\$/b)* | | | | | | |
| Charges décaissées | 20,60 | 23,50 | 28,85 | 23,55 | 27,15 | 25,60 |
| Gaz naturel | 2,70 | 3,00 | 2,90 | 2,25 | 2,30 | 2,60 |
| | 23,30 | 26,50 | 31,75 | 25,80 | 29,45 | 28,20 |
| Charges d'exploitation décaissées liées au bitume de Fort Hills^{1),A)} (\$/b)* | | | | | | |
| Charges décaissées | 33,95 | 29,40 | 33,05 | 33,40 | 29,40 | 30,90 |
| Gaz naturel | 3,10 | 2,15 | 2,15 | 1,95 | 1,60 | 1,90 |
| | 37,05 | 31,55 | 35,20 | 35,35 | 31,00 | 32,80 |
| Charges d'exploitation décaissées liées au pétrole brut synthétique de Syncrude^{1),A)} (\$/b)* | | | | | | |
| Charges décaissées | 30,85 | 27,30 | 33,30 | 36,70 | 35,30 | 32,55 |
| Gaz naturel | 1,40 | 1,15 | 1,05 | 1,65 | 1,35 | 1,25 |
| | 32,25 | 28,45 | 34,35 | 38,35 | 36,65 | 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)

| | 31 mars 2021 | Trimestres clos les | | | Période de douze mois close le | |
|---|-----------------|---------------------|------------------|-----------------|---|-----------------|
| | | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2020 |
| Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A),C)} | | | | | | |
| Bitume (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 47,57 | 34,06 | 29,56 | 20,69 | 28,24 | 28,44 |
| Redevances | (0,83) | (0,25) | (0,36) | (0,21) | (0,44) | (0,32) |
| Frais de transport et de distribution | (5,04) | (5,16) | (5,28) | (6,73) | (7,22) | (6,07) |
| Charges d'exploitation nettes | (13,88) | (19,84) | (17,85) | (20,97) | (21,90) | (20,14) |
| Revenus d'exploitation nets | 27,82 | 8,81 | 6,07 | (7,22) | (1,32) | 1,91 |
| Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 69,40 | 51,34 | 50,72 | 31,39 | 57,54 | 48,19 |
| Redevances | (3,10) | (0,31) | (0,82) | (0,35) | (0,35) | (0,45) |
| Frais de transport et de distribution | (4,18) | (3,75) | (4,54) | (4,91) | (4,35) | (4,36) |
| Charges d'exploitation nettes | (26,64) | (26,94) | (31,49) | (29,58) | (30,11) | (29,45) |
| Revenus d'exploitation nets | 35,48 | 20,34 | 13,87 | (3,45) | 22,73 | 13,93 |
| Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 63,73 | 47,54 | 46,04 | 29,16 | 51,70 | 44,01 |
| Redevances | (2,50) | (0,31) | (0,72) | (0,32) | (0,42) | (0,44) |
| Frais de transport et de distribution | (4,41) | (4,06) | (4,70) | (5,29) | (4,92) | (4,72) |
| Charges d'exploitation nettes | (23,34) | (25,38) | (28,47) | (27,79) | (28,47) | (27,48) |
| Revenus d'exploitation nets | 33,48 | 17,79 | 12,15 | (4,24) | 17,89 | 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.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

| | 31 mars 2021 | Trimestres clos les | | | Période de douze mois close le | |
|---|-----------------|---------------------|------------------|-----------------|---|-----------------|
| | | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2020 |
| Exploration et production | | | | | | |
| Volumes de production | | | | | | |
| Exploration et production – Canada (kb/j) | 58,0 | 56,8 | 57,1 | 62,3 | 62,2 | 59,7 |
| Exploration et production – International (kbep/j) | 37,3 | 40,9 | 40,1 | 39,5 | 47,5 | 42,0 |
| Total des volumes de production (kbep/j) | 95,3 | 97,7 | 97,2 | 101,8 | 109,7 | 101,7 |
| Total des volumes des ventes (kbep/j) | 84,2 | 98,8 | 96,0 | 108,7 | 107,2 | 102,6 |
| Revenus nets^{A),C)} | | | | | | |
| Côte Est du Canada (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 76,09 | 56,44 | 58,77 | 27,55 | 69,50 | 52,62 |
| Redevances | (9,24) | (6,83) | (5,70) | (0,96) | (4,06) | (4,30) |
| Frais de transport et de distribution | (2,18) | (2,19) | (2,56) | (4,68) | (2,13) | (2,93) |
| Charges d'exploitation | (11,27) | (12,21) | (13,23) | (10,40) | (13,23) | (12,23) |
| Revenus d'exploitation nets | 53,40 | 35,21 | 37,28 | 11,51 | 50,08 | 33,16 |
| International à l'exclusion de la Libye (\$/bep) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 72,05 | 54,93 | 56,56 | 32,63 | 66,22 | 52,51 |
| Frais de transport et de distribution | (2,54) | (2,10) | (2,50) | (1,83) | (2,50) | (2,23) |
| Charges d'exploitation | (8,05) | (7,51) | (7,29) | (7,01) | (6,56) | (7,06) |
| Revenus d'exploitation nets | 61,46 | 45,32 | 46,77 | 23,79 | 57,16 | 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 | | | | Période de douze mois close le | |
|--|---------------------|--------------|---------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| | 31 mars 2021 | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2020 |
| Raffinage et commercialisation | | | | | | |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | 548,1 | 508,8 | 534,0 | 438,8 | 531,5 | 503,4 |
| Pétrole brut traité (kb/j) | 428,4 | 438,0 | 399,7 | 350,4 | 439,5 | 407,0 |
| Utilisation de la capacité de raffinage (%) | 92 | 95 | 87 | 76 | 95 | 88 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b)^{A)} | 40,75 | 25,75 | 30,75 | 20,95 | 23,35 | 25,30 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b)^{A)} | 30,30 | 25,05 | 25,00 | 28,55 | 35,60 | 28,65 |
| Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A)} | 5,75 | 5,20 | 5,40 | 5,80 | 5,65 | 5,50 |
| Est de l'Amérique du Nord | | | | | | |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | | | | | | |
| Carburants de transport | | | | | | |
| Essence | 115,6 | 105,5 | 120,2 | 76,0 | 112,7 | 103,6 |
| Distillat | 95,8 | 94,9 | 93,4 | 84,2 | 94,8 | 91,9 |
| Total des ventes de carburants de transport | 211,4 | 200,4 | 213,6 | 160,2 | 207,5 | 195,5 |
| Produits pétrochimiques | | | | | | |
| Asphalte | 12,0 | 15,9 | 19,1 | 13,4 | 11,0 | 14,9 |
| Autres | 25,6 | 24,3 | 18,7 | 23,4 | 27,8 | 23,5 |
| Total des ventes de produits raffinés | 261,9 | 249,5 | 259,6 | 206,4 | 256,2 | 243,0 |
| Approvisionnement en brut et raffinage | | | | | | |
| Brut traité aux raffineries (kb/j) | 200,5 | 212,6 | 208,7 | 169,2 | 213,1 | 201,0 |
| Utilisation de la capacité de raffinage (%) | 90 | 96 | 94 | 76 | 96 | 91 |
| Ouest de l'Amérique du Nord | | | | | | |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | | | | | | |
| Carburants de transport | | | | | | |
| Essence | 117,0 | 107,4 | 113,2 | 99,6 | 121,6 | 110,5 |
| Distillat | 149,9 | 128,0 | 127,2 | 106,1 | 133,9 | 123,8 |
| Total des ventes de carburants de transport | 266,9 | 235,4 | 240,4 | 205,7 | 255,5 | 234,3 |
| Asphalte | | | | | | |
| Autres | 13,3 | 14,0 | 16,6 | 12,3 | 11,1 | 13,5 |
| Total des ventes de produits raffinés | 286,2 | 259,3 | 274,4 | 232,4 | 275,3 | 260,4 |
| Approvisionnement en brut et raffinage | | | | | | |
| Brut traité aux raffineries (kb/j) | 227,9 | 225,4 | 191,0 | 181,2 | 226,4 | 206,0 |
| Utilisation de la capacité de raffinage ^{D)} (%) | 93 | 94 | 80 | 76 | 94 | 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.

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^{A),C)}

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

| Pour les trimestres clos les | 31 mars 2021 | | | 31 décembre 2020 | | |
|---|--------------|------------------------------------|---------------------------|------------------|------------------------------------|---------------------------|
| | Bitume | Pétrole brut synthétique et diesel | Secteur Sables pétroliers | Bitume | Pétrole brut synthétique et diesel | Secteur Sables pétroliers |
| Produits d'exploitation | 1 004 | 3 347 | 4 351 | 638 | 2 443 | 3 081 |
| Autres produits (pertes) | 7 | (9) | (2) | (9) | (4) | (13) |
| Achats de pétrole brut et de produits | (203) | (47) | (250) | (128) | (47) | (175) |
| Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾ | (35) | (74) | | (63) | (51) | |
| Montant brut réalisé | 773 | 3 217 | | 438 | 2 341 | |
| Redevances | (14) | (144) | (158) | (4) | (14) | (18) |
| Ajustement lié aux redevances ⁵⁾ | — | — | | 1 | — | |
| Redevances nettes | (14) | (144) | | (3) | (14) | |
| Frais de transport et de distribution | (82) | (194) | (276) | (256) | (170) | (426) |
| Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ³⁾ | — | — | | 189 | — | |
| Frais de transport et de distribution nets | (82) | (194) | | (67) | (170) | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (325) | (1 648) | (1 973) | (261) | (1 478) | (1 739) |
| Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾ | 100 | 413 | | 6 | 250 | |
| Charges d'exploitation nettes | (225) | (1 235) | | (255) | (1 228) | |
| Marge brute | 452 | 1 644 | | 113 | 929 | |
| Volumes de ventes (kb) | 16 246 | 46 343 | | 12 837 | 45 601 | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 27,82 | 35,48 | | 8,81 | 20,34 | |

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

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^{A),C)}

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

| | 31 mars 2020 | | |
|---|---------------|------------------------------------|-----------------------------|
| Pour le trimestre clos le | Bitume | Pétrole brut synthétique et diesel | Secteur Sables pétrolifères |
| Produits d'exploitation | 538 | 2 779 | 3 317 |
| Autres produits | 26 | 222 | 248 |
| Achats de pétrole brut et de produits | (362) | (45) | (407) |
| Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾ | 126 | (273) | |
| Montant brut réalisé | 328 | 2 683 | |
| Redevances | (9) | (16) | (25) |
| Ajustement lié aux redevances ⁵⁾ | 3 | — | |
| Redevances nettes | (6) | (16) | |
| Frais de transport et de distribution | (86) | (203) | (289) |
| Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ³⁾ | 3 | — | |
| Frais de transport et de distribution nets | (83) | (203) | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (384) | (1 868) | (2 252) |
| Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾ | 130 | 465 | |
| Charges d'exploitation nettes | (254) | (1 403) | |
| (Perte brute) marge brute | (15) | 1 061 | |
| Volumes de ventes (kb) | 11 605 | 46 638 | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | (1,32) | 22,73 | |

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^{A),C)}

(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 | 10 617 |
| Autres produits | 21 | 277 | 298 |
| Achats de pétrole brut et de produits | (702) | (142) | (844) |
| Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾ | (54) | (458) | |
| Montant brut réalisé | 1 308 | 8 251 | |
| Redevances | (19) | (76) | (95) |
| Ajustement lié aux redevances ⁵⁾ | 4 | — | |
| Redevances nettes | (15) | (76) | |
| Frais de transport et de distribution | (476) | (747) | (1 223) |
| Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ³⁾ | 197 | — | |
| Frais de transport et de distribution nets | (279) | (747) | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (1 029) | (6 140) | (7 169) |
| Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾ | 103 | 1 099 | |
| Charges d'exploitation nettes | (926) | (5 041) | |
| Marge brute | 88 | 2 387 | |
| Volumes de ventes (kb) | 45 980 | 171 211 | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 1,91 | 13,93 | |

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^{A)}

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

| Pour les trimestres clos les | 31 mars 2021 | | | | 31 décembre 2020 | | | |
|--|---------------|--------------------|----------------------|--------------|------------------|--------------------|----------------------|--------------|
| | International | Côte Est du Canada | Autres ⁶⁾ | Secteur E&P | International | Côte Est du Canada | Autres ⁶⁾ | Secteur E&P |
| | | | | | | | | |
| Produits d'exploitation | 204 | 361 | 25 | 590 | 193 | 299 | 63 | 555 |
| Redevances | — | (44) | — | (44) | — | (36) | (49) | (85) |
| Frais de transport et de distribution | (7) | (10) | (35) | (52) | (7) | (12) | (1) | (20) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (33) | (66) | (11) | (110) | (32) | (71) | (11) | (114) |
| Coûts non liés à la production ⁷⁾ | 10 | 12 | | | 5 | 6 | | |
| Marge brute | 174 | 253 | | | 159 | 186 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 2 828 | 4 748 | | | 3 511 | 5 294 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 61,46 | 53,40 | | | 45,32 | 35,21 | | |

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

| Pour le trimestre clos le | 31 mars 2020 | | | |
|--|---------------|--------------------|----------------------|--------------|
| | International | Côte Est du Canada | Autres ⁶⁾ | Secteur E&P |
| | | | | |
| Produits d'exploitation | 282 | 382 | (125) | 539 |
| Redevances | — | (22) | — | (22) |
| Frais de transport et de distribution | (11) | (12) | — | (23) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (32) | (85) | (16) | (133) |
| Coûts non liés à la production ⁷⁾ | 4 | 12 | | |
| Marge brute | 243 | 275 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 4 257 | 5 501 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 57,16 | 50,08 | | |

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)

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

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

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

Raffinage et commercialisation^{A)}

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

| | Trimestres clos les | | | | | Période de douze mois close le |
|---|---------------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|--------------------------------------|
| | 31 mars 2021 | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2020 |
| Marge brute ⁸⁾ | 1 738 | 1 132 | 1 210 | 1 058 | 629 | 4 029 |
| Autres (pertes) produits | (45) | (10) | (2) | (26) | 86 | 48 |
| Marge non liée au raffinage ⁹⁾ | (13) | (14) | (14) | (312) | 283 | (57) |
| Marges de raffinage et de commercialisation ^{A)} | 1 680 | 1 108 | 1 194 | 720 | 998 | 4 020 |
| Production des raffineries (kb) ¹⁰⁾ | 41 211 | 43 036 | 38 857 | 34 369 | 42 729 | 158 991 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)} | 40,75 | 25,75 | 30,75 | 20,95 | 23,35 | 25,30 |
| Ajustement au titre de la méthode PEPS | (432) | (30) | (223) | 261 | 524 | 532 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A)} | 1 248 | 1 078 | 971 | 981 | 1 522 | 4 552 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),E),F)} | 30,30 | 25,05 | 25,00 | 28,55 | 35,60 | 28,65 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{G)} | 479 | 472 | 417 | 390 | 480 | 1 759 |
| Coûts non liés au raffinage ^{G),11)} | (242) | (248) | (207) | (191) | (239) | (885) |
| Charges d'exploitation de raffinage | 237 | 224 | 210 | 199 | 241 | 874 |
| Production des raffineries (kb) ¹⁰⁾ | 41 211 | 43 036 | 38 857 | 34 369 | 42 729 | 158 991 |
| Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)} | 5,75 | 5,20 | 5,40 | 5,80 | 5,65 | 5,50 |

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) 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 (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation^{A)}

Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor¹²⁾

| (\$ US/b, sauf indication contraire) (moyenne pour les trimestres et la période de douze mois clos les) | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le | |
|---|---------------------|-----------------|------------------|-----------------|--------------------------------------|-----------------|
| | 31 mars 2021 | 31 déc. 2020 | 30 sept. 2020 | 30 juin 2020 | 31 mars 2020 | 31 déc. 2020 |
| Pétrole brut WTI à Cushing | 57,80 | 42,65 | 40,95 | 27,85 | 46,10 | 39,40 |
| Pétrole brut SYN à Edmonton | 54,30 | 39,60 | 38,50 | 23,30 | 43,40 | 36,25 |
| WCS à Hardisty | 45,40 | 33,35 | 31,90 | 16,35 | 25,60 | 26,85 |
| Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{H)} | 15,60 | 9,85 | 10,20 | 12,20 | 14,75 | 11,75 |
| Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{H)} | 13,40 | 7,95 | 7,75 | 6,75 | 9,75 | 8,05 |
| Valeur du produit | | | | | | |
| Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{I)} | 40 % 29,35 | 21,00 | 20,45 | 16,00 | 24,35 | 20,45 |
| Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{J)} | 40 % 28,50 | 20,25 | 19,50 | 13,85 | 22,35 | 19,00 |
| WTI | 20 % 11,55 | 8,55 | 8,20 | 5,55 | 9,20 | 7,90 |
| Facteur saisonnier | 6,50 | 6,50 | 5,00 | 5,00 | 6,50 | 5,75 |
| | 75,90 | 56,30 | 53,15 | 40,40 | 62,40 | 53,10 |
| Valeur du pétrole brut | | | | | | |
| SYN | 40 % 21,70 | 15,85 | 15,40 | 9,30 | 17,35 | 14,50 |
| WCS | 40 % 18,15 | 13,35 | 12,75 | 6,55 | 10,25 | 10,75 |
| WTI | 20 % 11,55 | 8,55 | 8,20 | 5,55 | 9,20 | 7,90 |
| | 51,40 | 37,75 | 36,35 | 21,40 | 36,80 | 33,15 |
| Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor | 24,50 | 18,55 | 16,80 | 19,00 | 25,60 | 19,95 |
| Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{F)} | 31,05 | 24,50 | 22,35 | 26,35 | 34,40 | 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.

H) 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.

I) 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.

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

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

Information relative au sommaire des résultats d'exploitation

Mesures financières hors PCGR

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

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

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

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

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

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

Définitions

- 1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts 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) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 9) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle et l'incidence de la dépréciation des stocks.
- 10) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 11) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol, 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 |
| WTI | – | West Texas Intermediate |
| SYN | – | cours de référence du pétrole brut synthétique |
| WCS | – | Western Canadian Select |

Conversion au système métrique

1 m³ (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