

Rapport aux actionnaires pour le quatrième trimestre de 2021



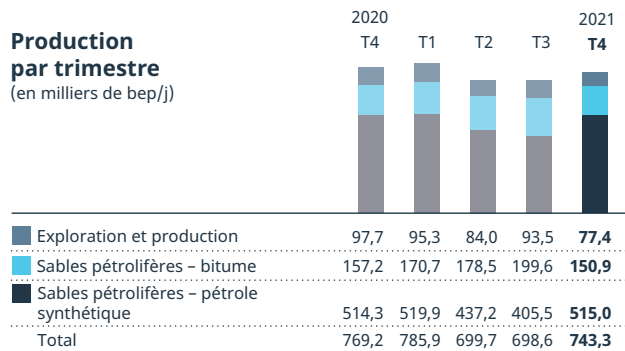
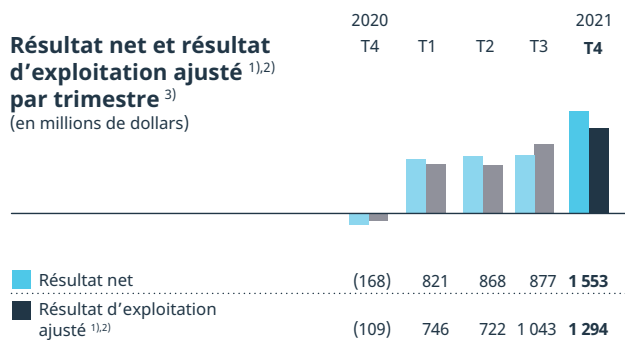
Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour les volumes de production liés aux activités de Suncor Energy Inc. (« Suncor » ou la « Société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

« Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés de 3,1 G\$, ou 2,17 \$ par action ordinaire, au cours du quatrième trimestre de 2021, malgré les difficultés sur le plan de l'exploitation rencontrées vers la fin du trimestre. Ces résultats constituent un sommet trimestriel dans l'histoire de la Société et une augmentation de 11 % par action ordinaire de base par rapport au sommet par action atteint au trimestre précédent, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. La hausse de nos flux de trésorerie en 2021 nous a permis de dépasser nos cibles de rendement pour les actionnaires de l'exercice, ce qui s'est traduit par une augmentation des dividendes et une accélération des rachats d'actions, tout en consolidant notre bilan grâce à la réduction accélérée de la dette. »

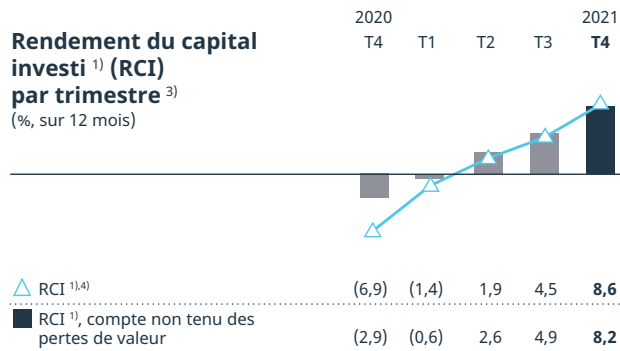
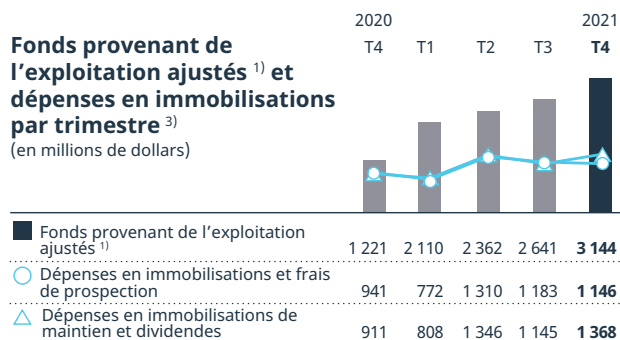
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{1),2)} ont augmenté pour s'établir à 3,144 G\$ (2,17 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 1,221 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Suncor a enregistré des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 2,615 G\$ (1,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 814 M\$ (0,53 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a inscrit un résultat d'exploitation ajusté ^{1),2),3)} de 1,294 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 109 M\$ (0,07 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a déclaré un bénéfice net de 1,553 G\$ (1,07 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, contre une perte nette de 168 M\$ (0,11 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La production en amont totale de Suncor s'est établie à 743 300 barils équivalent pétrole (« bep/j ») au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 769 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution découle essentiellement de la baisse de la production des actifs du secteur Exploration et production (« E&P »), y compris l'absence de production au projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle puisque la vente de l'actif a eu lieu au début du quatrième trimestre de 2021. La production de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 515 000 barils par jour (« b/j ») pour le quatrième trimestre de 2021, contre 514 300 b/j pour le quatrième trimestre de 2020, grâce à un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 96 %.
- Fort Hills a repris une exploitation à deux trains vers la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est en bonne voie d'exploiter l'actif Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % pendant tout l'exercice 2022.
- La phase 2 de Buzzard, qui devrait prolonger la durée de production du champ existant, a produit ses premiers barils de pétrole au cours du quatrième trimestre de 2021. La phase 2 de Buzzard devrait atteindre sa capacité maximale en 2022 et ainsi ajouter une production brute d'environ 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) à la production existante de Buzzard.
- Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&M ») a dégagé des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 765 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021, comparativement à 415 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, y compris un profit de 106 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au cours du trimestre à l'étude, en comparaison d'un profit de 44 M\$ après impôt au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les taux d'utilisation des raffineries se sont établis en moyenne à 96 % pour le trimestre à l'étude, contre 95 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que le débit de traitement du brut par les raffineries s'est chiffré à 447 000 b/j pour le trimestre à l'étude, contre 438 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les raffineries canadiennes de la Société continuent d'afficher un rendement supérieur à la moyenne nationale de l'industrie du raffinage par environ 15 % ⁴⁾.
- En 2021, Suncor a atteint ses objectifs de réduction de la dette nette ¹⁾ en réduisant la dette nette de 3,7 G\$, un record annuel à ce jour, ce qui ramène la dette nette à ses niveaux de 2019 pour la situer à 16,1 G\$. La Société a poursuivi ses efforts de réduction de la dette et, après la clôture du quatrième trimestre de 2021, elle a exercé les options de rachat anticipé sur ses billets d'un montant de 182 M\$ US, assortis d'un taux d'intérêt de 4,50 %, dont l'échéance initiale était établie au deuxième trimestre de 2022.
- En 2021, Suncor a redistribué 3,9 G\$ aux actionnaires sous forme de rachats d'actions de 2,3 G\$ et de versements de dividendes de 1,6 G\$, incluant une hausse du dividende au quatrième trimestre de 2021, le ramenant au niveau de 2019. Depuis le lancement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités en vigueur (l'« offre publique de rachat ») en février 2021, la Société a racheté environ 84 millions de ses actions ordinaires à un cours moyen de 27,45 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 5,5 % des actions ordinaires du flottant de Suncor au 31 janvier 2021.
- Après la clôture du quatrième trimestre de 2021, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé le renouvellement de l'offre publique de rachat qui vise le rachat, sur une période de douze mois, d'environ 5 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2022. Parallèlement, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté un avis présenté par Suncor concernant son intention de renouveler son offre publique de rachat en vue du rachat de ces actions.

- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document et du rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ci-après pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation ajusté.
- 2) À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.
- 3) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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.
- 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>.

Résultat net et résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}
par trimestre ³⁾
(en millions de dollars)



Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ et dépenses en immobilisations par trimestre ³⁾
(en millions de dollars)



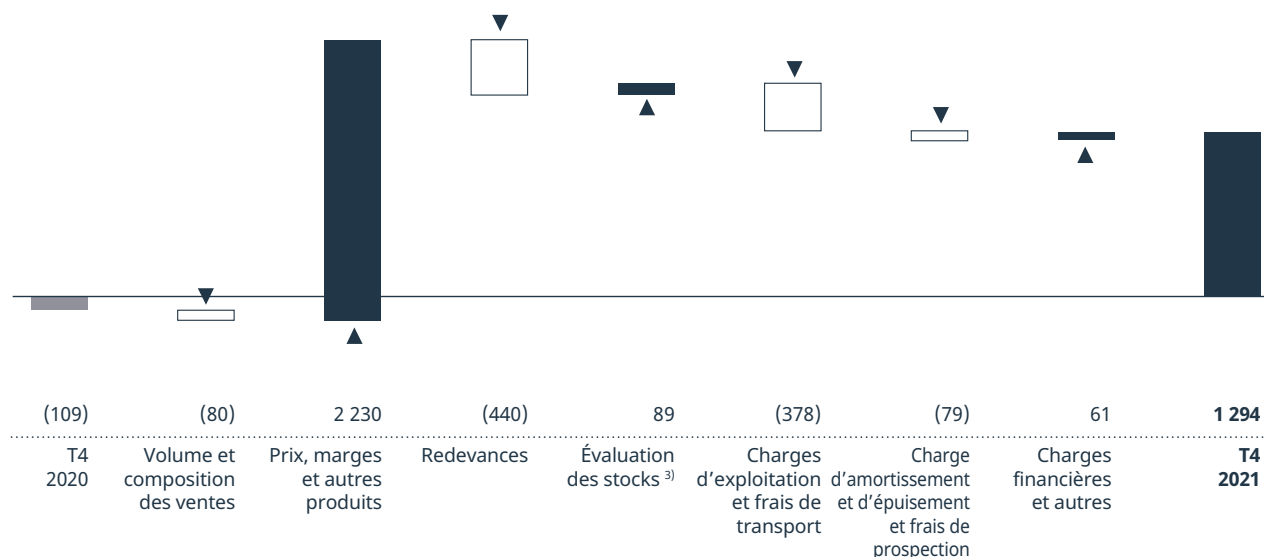
- 1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document et du rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ci-après pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation ajusté.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 de la pandémie de COVID-19 pour toutes les périodes présentées.
- 4) Comprend des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020, des pertes de valeur de 423 M\$ après impôt pour le quatrième trimestre de 2020 et une reprise de pertes de valeur de 168 M\$ après impôt pour le troisième trimestre de 2021.

Résultats financiers

Résultat d'exploitation ajusté

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est accru pour atteindre 1,294 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajusté de 109 M\$ (0,07 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté est attribuable essentiellement aux prix plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial. Le résultat d'exploitation ajusté a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances découlant de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'augmentation des charges d'exploitation. Le résultat d'exploitation ajusté du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence négative de la baisse considérable de la demande de carburant de transport ayant donné lieu à une diminution des prix obtenus, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)} (en millions de dollars)



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 1,553 G\$ (1,07 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 168 M\$ (0,11 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessus, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2021 tient compte d'un profit de change latent de 25 M\$ (21 M\$ après impôt) à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisé dans les charges financières, d'un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) découlant de la vente de la participation de la société dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle et d'un profit latent de 14 M\$ (11 M\$ après impôt) au titre des activités de gestion des risques comptabilisé dans les autres produits (pertes). La perte nette du quatrième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de valeur d'actifs hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au titre des actifs de White Rose, d'une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard des frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL et d'une perte latente de 44 M\$ (33 M\$ après impôt) au titre des activités de gestion comptabilisée dans les autres produits (pertes), facteurs qui ont été en partie contrebalancés par un profit de change latent de 602 M\$ (539 M\$ après impôt) à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisé dans les charges financières.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Résultat net	1 553	(168)	4 119	(4 319)
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(21)	(539)	(101)	(286)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques ²⁾	(11)	33	(4)	29
Charge de restructuration ³⁾	—	—	126	—
Dépréciation d'actifs (reprise) ⁴⁾	—	423	(168)	2 221
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	—	60	—
Profit sur cession importante ⁶⁾	(227)	—	(227)	—
Provision liée au projet d'oléoduc ⁷⁾	—	142	—	142
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}	1 294	(109)	3 805	(2 213)

1) Le résultat d'exploitation ajusté 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 document.

2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 de 168 M\$ avant impôt comptabilisée au premier trimestre de 2021 dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations.

4) Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) 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 560 M\$ (422 M\$ après impôt) 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. Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose, dans le secteur E&P, en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.

5) Représente les charges de 80 M\$ avant impôt comptabilisées dans les charges financières qui sont liées au remboursement anticipé d'une dette du secteur Siège social et éliminations inscrite au troisième trimestre de 2021.

6) Au quatrième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé dans le secteur E&P un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.

7) Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,144 G\$ (2,17 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 1,221 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2020. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 2,615 G\$ (1,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 814 M\$ (0,53 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui sont mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au cours des deux périodes. La sortie de trésorerie du quatrième trimestre de 2021 découle essentiellement d'une hausse des créances attribuable à une hausse des ventes et à une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au cours du trimestre, ainsi que d'une diminution des dettes fournisseurs et charges à payer. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par l'augmentation des impôts à payer liée à la charge d'impôt exigible de 2021 de la Société, qui est payable au début de 2022.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est établie à 743 300 bep/j au quatrième trimestre de 2021, contre 769 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société, qui s'est établie à 515 000 b/j pour le quatrième trimestre de 2021, a avoisiné celle de 514 300 b/j inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 96 % au quatrième trimestre de 2021, contre 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'accroissement de la production de pétrole brut synthétique de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, soutenue par une production accrue de bitume in situ détournée vers les installations de valorisation afin de maximiser les volumes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, a été largement contrebalancé par une production plus faible à Syncrude en raison de travaux de maintenance non planifiés, qui ont été achevés après la clôture du trimestre. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence des travaux de maintenance planifiés de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, qui ont été achevés au début du trimestre.

La production de bitume non valorisé de la Société s'est établie à 150 900 b/j au quatrième trimestre de 2021, contre 157 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse étant principalement attribuable à la production moindre de Fort Hills, qui a repris ses activités à deux trains à la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est sur la bonne voie pour exploiter l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % tout au long de 2022.

Au quatrième trimestre de 2021, la production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société a été comparable à celle du quatrième trimestre de l'exercice précédent, l'augmentation globale des volumes de production ayant été contrebalancée par le détournement de la production accrue de bitume de Firebag vers les installations de valorisation. Les résultats du quatrième trimestre de 2021 reflètent l'incidence des travaux de maintenance moindres menés à Firebag par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production du secteur E&P s'est établie à 77 400 bep/j au cours du quatrième trimestre de 2021 par rapport à 97 700 bep/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la production s'explique essentiellement par les déclinés naturels et l'absence de production au projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle, à la suite de la vente de l'actif au début du quatrième trimestre de 2021. Les résultats des deux périodes ont pâti de l'absence de production provenant de Terra Nova.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté à 447 000 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 96 % au quatrième trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 438 000 b/j et un taux d'utilisation de 95 % au quatrième trimestre de 2020, ce qui reflète une utilisation élevée dans l'ensemble des raffineries. Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 550 100 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 508 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Des taux d'utilisation élevés au cours du trimestre, une hausse de la demande et des circuits de vente bien établis ont permis à la Société de tirer profit de l'amélioration du contexte commercial.

«Au cours du quatrième trimestre de 2021, nous avons atteint un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 96 %, ce qui nous a permis d'optimiser la valeur de nos barils, et nous avons continué d'afficher le taux d'utilisation des raffineries en aval le plus élevé de l'industrie, à 96 %, a déclaré Mark Little. À Fort Hills, nous avons remis en service le deuxième train d'extraction primaire vers la fin du trimestre et nous fonctionnons selon les niveaux de production attendus.»

Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société a atteint 2,978 G\$ au quatrième trimestre de 2021, par rapport à 2,494 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'accroissement s'explique par une hausse marquée des prix du gaz naturel et une augmentation des travaux de maintenance au cours du trimestre considéré, ainsi que par des coûts moindres en raison de la pandémie de COVID-19 au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse a été atténuée par une réduction des coûts du fait des initiatives stratégiques de la Société. L'exposition de la Société à la hausse des coûts du gaz naturel est partiellement contrebalancée par l'augmentation des produits provenant des ventes d'électricité.

Mise à jour concernant la stratégie

En 2021, Suncor a dépassé ses objectifs de redistributions aux actionnaires pour l'exercice, rachetant les actions ordinaires de la Société au taux annuel le plus élevé de son histoire et augmentant le dividende de 100 % au quatrième trimestre, tout en réduisant la dette à un rythme annuel record. Au cours de l'exercice, la Société a redistribué un total de 3,9 G\$ aux actionnaires au moyen de versements de dividendes de 1,6 G\$ et, depuis la mise en place de son offre publique de rachat en février 2021, 2,3 G\$ sous la forme de rachats d'actions, ce qui représente 5,5 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2021. La Société a également réduit la dette nette de 3,7 G\$ pour la ramener à 16,1 G\$, ce qui a accéléré l'atteinte de son objectif initial de diminuer la dette nette aux niveaux de 2019.

Au quatrième trimestre, la Société a versé des dividendes de 607 M\$, ce qui rend compte de l'augmentation du dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, lequel a doublé et a été rétabli aux niveaux de 2019. Par ailleurs, la Société a racheté environ 21 millions d'actions ordinaires pour un montant de 639 M\$ aux termes de son offre publique de rachat, ce qui représente 1,4 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2021, en plus de réduire sa dette nette de 522 M\$.

Après le quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé le rachat anticipé de ses billets de 4,50 % en circulation d'un montant de 182 M\$ US, qui devaient initialement arriver à échéance au deuxième trimestre de 2022. En outre, le conseil d'administration

a approuvé le renouvellement de l'offre publique de rachat de la Société visant le rachat d'environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2022, sur une période de douze mois et, simultanément, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor pour renouveler son offre publique de rachat. La Société continue de réaliser des progrès en ce qui a trait à la fourchette de la dette nette visée pour 2025, qui se situe entre 12 G\$ et 15 G\$, et aux objectifs de rendement pour les actionnaires, ce qui démontre son engagement à renforcer le bilan et à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

« En 2021, nous avons réduit notre dette au rythme annuel le plus élevé de l'histoire de la Société et nous avons maximisé le rendement pour nos actionnaires au moyen de rachats d'actions accélérés et de dividendes, notamment en doublant nos dividendes au quatrième trimestre, a déclaré M. Little. La mise en œuvre de cette stratégie nous a permis de clore l'exercice avec un bilan amélioré, et nous sommes en bonne position pour réaliser nos initiatives stratégiques de 2022, qui sont axées sur l'excellence opérationnelle, le rendement pour les actionnaires et l'optimisation de nos activités de base existantes tout en poursuivant la réduction des émissions de carbone à l'échelle de notre chaîne de valeur. »

Suncor a l'intention de placer la sécurité avant tout et de prioriser sa stratégie d'excellence opérationnelle, soutenue par la fiabilité des actifs et la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation. La Société continue à mettre l'accent sur l'optimisation des taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude et du secteur Sables pétrolifères en augmentant la marge tirée de la production de pétrole brut synthétique grâce au dynamisme régional des actifs du secteur Sables pétrolifères et à la souplesse de son modèle intégré afin d'optimiser le débit de traitement des raffineries. Avec l'achèvement du plus important programme de maintenance annuel de l'histoire de la Société en 2021, la reprise des activités avec deux trains à Fort Hills et le taux d'utilisation des raffineries en aval le plus élevé de l'industrie, soutenu par des circuits de vente bien établis, la Société est positionnée pour accroître la production et les ventes de produits raffinés en 2022.

Pour l'avenir, la Société s'est engagée à mettre l'accent sur la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation, et à réduire les charges d'exploitation décaissées par baril grâce à la poursuite des initiatives stratégiques et aux synergies prévues. Au quatrième trimestre, à titre d'exploitant de Syncrude, la Société a continué de progresser vers la réalisation de synergies pour les propriétaires de la coentreprise et est en voie d'atteindre les 100 M\$ prévus en synergies brutes annuelles d'ici le début de 2022 ainsi que des synergies supplémentaires de 200 M\$ prévues en 2022-2023.

Les dépenses en immobilisation de 2021 de la Société étaient principalement axées sur la sécurité, la fiabilité à long terme et l'efficacité des actifs d'exploitation de la Société. Pour l'avenir, grâce aux efficacités obtenues dans l'ensemble des activités et l'engagement de la Société en matière de gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, en 2022, la Société prévoit des dépenses en immobilisations de 4,7 G\$, ce qui représente une baisse de 300 M\$, ou de 6 %, par rapport au plafond précédemment annoncé de 5,0 G\$, grâce à un programme axé principalement sur les dépenses en immobilisations de maintien, y compris l'optimisation des travaux de maintenance planifiés et des produits de queue. Les dépenses en immobilisations continueront d'être axées sur l'avancement de projets et d'investissements qui devraient rehausser la valeur de notre base d'actifs intégrée actuelle et accroître nos flux de trésorerie disponibles annuels de façon progressive et durable¹⁾.

La Société a poursuivi la mise en œuvre de ses initiatives en matière de flux de trésorerie disponibles supplémentaires en 2021, ce qui a donné lieu à une augmentation des produits et de la marge, ainsi qu'à une meilleure tenue des dépenses de gestion liées aux produits de queue, ce qui a permis d'obtenir des flux de trésorerie disponibles supplémentaires d'environ 465 M\$. La Société continue de faire progresser un certain nombre d'initiatives stratégiques qui devraient contribuer aux flux de trésorerie disponibles supplémentaires de la Société, y compris l'optimisation du virage numérique de la mine, la centrale de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, le projet de parc éolien Forty Mile et les investissements dans la technologie pour nos systèmes administratifs essentiels visant à améliorer l'efficacité opérationnelle. Suncor croit que la mise en œuvre des technologies numériques stimulera l'excellence opérationnelle et créera une valeur ajoutée pour la Société. À mesure que la Société poursuit ses initiatives visant à accroître les flux de trésorerie disponibles, elle prévoit affecter des fonds supplémentaires pour accroître les distributions aux actionnaires.

La Société continue de mettre l'accent sur la croissance stratégique de la production tirée des actifs existants, notamment en élaborant des projets de forage d'extension extracôtiers dans le secteur E&P. Au Royaume-Uni, la phase 2 de Buzzard, qui devrait prolonger la durée de production du champ existant, a produit ses premiers barils de pétrole au cours du quatrième trimestre de 2021. La phase 2 de Buzzard devrait atteindre sa capacité maximale en 2022 et ainsi ajouter une production brute d'environ 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) à la production existante de Buzzard. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova se trouve en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance. Elle devrait être de retour au Canada et reprendre ses activités avant la fin de 2022. Le projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova, qui prolonge la durée de vie du champ Terra Nova d'environ une décennie, devrait procurer des rendements importants à Suncor. Au cours du quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un produit brut de 250 M\$ US, déduction faite des ajustements de clôture et autres coûts de clôture, en plus d'une contrepartie éventuelle future d'au plus 50 M\$ US. La date de prise d'effet de la vente était le 1^{er} janvier 2021.

Suncor continue d'étendre ses activités énergétiques à faibles émissions, au moyen d'une gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations grâce à des investissements stratégiques qui complètent ses activités existantes et mettent à profit ses capacités de base. Au quatrième trimestre 2021, Suncor a augmenté son investissement dans Recyclage Carbone Varennes, une usine

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

de biocarburants située à Varennes, au Québec, qui convertira les déchets commerciaux et industriels non recyclables en biocarburants et en produits chimiques renouvelables. Suncor croit que cet investissement s'ajoute harmonieusement à ses activités existantes de biocarburants, et l'augmentation des investissements démontre l'engagement de Suncor à être un chef de file dans l'expansion mondiale des activités énergétiques.

La Société détient également un placement en titres de capitaux propres dans LanzaJet, Inc., une entreprise vouée à la mise en marché de carburant d'aviation durable et de diesel renouvelable. La construction d'une bioraffinerie à des fins commerciales près de Soperton, en Géorgie, est bien avancée et devrait être mise en service vers la fin de 2022. Elle permettra à Suncor d'offrir de manière durable du carburant d'aviation à faibles émissions aux clients.

Perspectives de la Société

Suncor a révisé ses perspectives à l'égard des hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 73,00 \$ US/b à 84,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 70,00 \$ US/b à 80,00 \$ US/b, le WCS à Hardisty est passé de 55,00 \$ US/b à 68,00 \$ US/b, la marge de craquage 2-1-1 au port de New York est passée de 21,00 \$ US/b à 24,00 \$ US/b et le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 3,80 \$/GJ à 3,75 \$/GJ, à la suite de modifications dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. En raison de ces mises à jour, la fourchette de la charge d'impôt exigible pour l'exercice complet est passée de 1,4 G\$ à 1,7 G\$ à une fourchette de 2,1 G\$ à 2,4 G\$.

En outre, la fourchette des redevances à la Couronne au titre des activités du secteur Sables pétrolifères ont été mises à jour, passant d'une fourchette de 9 % à 12 % à une fourchette de 13 % à 16 %, la fourchette des redevances à la Couronne au titre de Fort Hills est passée de 2 % à 4 % à une fourchette de 3 % à 5 % et la fourchette des redevances à la Couronne au titre de Syncrude est passée de 10 % à 13 % à une fourchette de 16 % à 19 %. Les prévisions concernant les redevances pour la côte Est du Canada ont été revues pour passer d'une fourchette de 11 % à 15 % à une fourchette de 12 % à 16 %. Cette hausse des taux de redevances est attribuable aux prévisions plus élevées des prix de référence.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2022, visitez le <https://www.suncor.com/fr-ca/investisseurs/perspectives-de-la-societe>.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après la clôture du quatrième trimestre de 2021, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor pourra racheter aux fins d'annulation au plus 71 650 000 actions ordinaires, soit environ 5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation à la date des présentes. Au 31 janvier 2022, 1 435 748 494 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui pourraient 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 à long terme.

Aux termes de l'offre publique de rachat précédente de Suncor, dans sa version modifiée le 29 octobre 2021, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 106 700 000 actions ordinaires entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022. Entre le 8 février 2021 et le 31 janvier 2022 et conformément à son offre publique de rachat précédente (dans sa version modifiée), Suncor a racheté 89 703 156 actions sur le marché libre pour environ 2,504 G\$, à un prix moyen pondéré de 27,92 \$ par action.

Sous réserve de l'exemption au titre de l'achat en bloc à la disposition de Suncor à l'égard des rachats normalisés sur le marché libre aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor limitera le rachat quotidien d'actions ordinaires de Suncor sur la TSX dans le cadre de l'offre publique de rachat à 25 % (2 483 448 actions ordinaires) ou moins du volume de négociation quotidien moyen des actions ordinaires de Suncor sur la TSX au cours des six mois précédents (9 933 793 actions ordinaires). Les rachats aux termes de l'offre publique de rachat prendront la forme de rachats sur le marché libre au cours des actions, et d'autres formes permises par les autorités en valeurs mobilières. Suncor s'attend à prendre part à un régime d'achat automatique d'actions lié aux rachats réalisés dans le cadre de l'offre publique de rachat le 8 février 2022.

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 présent document.

Analyse du quatrième trimestre

Le 2 février 2022

Suncor Energy Inc. (« Suncor » ou la « Société ») 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.

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 document 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	9
2. Faits saillants du quatrième trimestre	11
3. Information financière consolidée	13
4. Résultats sectoriels et analyse	19
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	29
6. Situation financière et situation de trésorerie	31
7. Données financières trimestrielles	34
8. Autres éléments	36
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	37
10. Abréviations courantes	46
11. Énoncés prospectifs	47

1. Mises en garde

Mode de présentation

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

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés en fonction de la participation directe, avant redevances, sauf pour les volumes de production des activités de la Société en Libye, qui est présentée selon un prix raisonnable.

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

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

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le rendement du capital investi (le « RCI ») et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), la dette nette, le total de la dette, 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 ou les données contenant de telles mesures, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation ajusté est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document 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 ajustés, le RCI, le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), la dette nette, le total de la dette, les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement, le cas échéant, avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.

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 document. Le présent document 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 document, dans le rapport de gestion pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 (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 document, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs ».

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3 de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3 e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. Faits saillants du quatrième trimestre

• Résultats financiers du quatrième trimestre

- Le résultat d'exploitation ajusté ^{1),2),3)} de Suncor s'est accru pour atteindre 1,294 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 109 M\$ (0,07 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté est attribuable essentiellement aux prix plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial. Le résultat d'exploitation ajusté a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances découlant de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'augmentation des charges d'exploitation. Le résultat d'exploitation ajusté du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence négative de la baisse considérable de la demande de carburant de transport ayant donné lieu à une diminution des prix obtenus, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation.
- Suncor a inscrit un bénéfice net de 1,553 G\$ (1,07 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 168 M\$ (0,11 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessus, le bénéfice net du quatrième trimestre de 2021 tient compte d'un profit de change latent de 25 M\$ (21 M\$ après impôt) à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisé dans les charges financières, d'un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle et d'un profit latent de 14 M\$ (11 M\$ après impôt) au titre des activités de gestion des risques comptabilisé dans les autres produits (pertes). La perte nette du quatrième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de valeur d'actifs hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au titre des actifs de White Rose, d'une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard des frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL et d'une perte latente de 44 M\$ (33 M\$ après impôt) au titre des activités de gestion comptabilisée dans les autres produits (pertes), facteurs qui ont été en partie contrebalancés par un profit de change latent de 602 M\$ (539 M\$ après impôt) à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisé dans les charges financières.
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{1),2)} se sont établis à 3,144 G\$ (2,17 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 1,221 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2020. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus. Suncor a enregistré des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 2,615 G\$ (1,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 814 M\$ (0,53 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2020. En plus des facteurs qui sont mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au cours des deux périodes. La sortie de trésorerie du quatrième trimestre de 2021 découle essentiellement d'une hausse des créances attribuable à une hausse des ventes et à une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au cours du trimestre, ainsi que d'une diminution des dettes fournisseurs et charges à payer. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par l'augmentation des impôts à payer liée à la charge d'impôt exigible de 2021 de la Société, qui est payable au début de 2022.
- **Taux d'utilisation des installations de valorisation de 96 % pour l'ensemble de la production en amont.** La production en amont totale de Suncor s'est élevée à 743 300 bep/j pour le quatrième trimestre de 2021, contre 769 200 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution découle essentiellement de la baisse de la production des actifs du secteur Exploration et production (« E&P »), y compris l'absence de production au projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle puisque la vente de l'actif a eu lieu au début du quatrième trimestre de 2021. La production de pétrole brut synthétique de la Société s'est quant à elle établie à 515 000 b/j pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 514 300 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce à un taux d'utilisation combiné des installations de valorisation de 96 %.
- **Retour à une exploitation à deux trains d'extraction primaire à Fort Hills.** Fort Hills a repris une exploitation à deux trains d'exploitation primaire vers la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est en bonne voie d'exploiter l'actif Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % pendant tout l'exercice 2022.

- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.
- 3) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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.

- **Premiers barils de pétrole à la phase 2 de Buzzard.** La phase 2 de Buzzard, qui devrait prolonger la durée de production du champ existant, a produit ses premiers barils de pétrole au cours du quatrième trimestre de 2021. La phase 2 de Buzzard devrait atteindre sa capacité maximale en 2022 et ainsi ajouter une production brute d'environ 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) à la production existante de Buzzard.
- **Taux d'utilisation des raffineries toujours parmi les plus élevés de l'industrie.** Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&M ») a dégagé des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 765 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021, comparativement à 415 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, y compris un profit de 106 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au cours du trimestre à l'étude, en comparaison d'un profit de 44 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les taux d'utilisation des raffineries se sont établis en moyenne à 96 % pour le trimestre à l'étude, contre 95 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que le débit de traitement du brut par les raffineries s'est chiffré à 447 000 b/j pour le trimestre à l'étude, contre 438 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les raffineries canadiennes de la Société continuent d'afficher un rendement supérieur à la moyenne nationale de l'industrie du raffinage par environ 15 %¹⁾.
- **Affermissement du bilan financier de la Société.** En 2021, Suncor a atteint ses objectifs de réduction de la dette nette²⁾ en réduisant la dette nette de 3,7 G\$, un record annuel à ce jour, ce qui ramène la dette nette à ses niveaux de 2019 pour la situer à 16,1 G\$. La Société a poursuivi ses efforts de réduction de la dette et, après la clôture du quatrième trimestre de 2021, elle a exercé les options de rachat anticipé sur ses billets d'un montant de 182 M\$ US, assortis d'un taux d'intérêt de 4,50 %, dont l'échéance initiale était établie au deuxième trimestre de 2022.
- **Redistributions aux actionnaires maximisées.** En 2021, Suncor a redistribué 3,9 G\$ aux actionnaires sous forme de rachats d'actions de 2,3 G\$ et de versements de dividendes de 1,6 G\$, incluant une hausse du dividende au quatrième trimestre de 2021, le ramenant au niveau de 2019. Depuis le lancement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités en vigueur (l'« offre publique de rachat ») en février 2021, la Société a racheté environ 84 millions de ses actions ordinaires à un cours moyen de 27,45 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 5,5 % des actions ordinaires du flottant de Suncor au 31 janvier 2021.
- **Renouvellement du programme de rachat d'actions.** Après la clôture du quatrième trimestre de 2021, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé le renouvellement de l'offre publique de rachat qui vise le rachat, sur une période de douze mois, d'environ 5 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2022. Parallèlement, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté une demande présentée par Suncor concernant son intention de renouveler son offre publique de rachat en vue du rachat de ces actions.

1) 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>

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

3. Information financière consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Résultat net				
Sables pétrolifères	896	(293)	2 147	(3 796)
Exploration et production	465	(379)	1 285	(832)
Raffinage et commercialisation	450	268	2 178	866
Siège social et éliminations	(258)	236	(1 491)	(557)
Total	1 553	(168)	4 119	(4 319)
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}				
Sables pétrolifères	898	(130)	2 151	(2 265)
Exploration et production	238	44	890	13
Raffinage et commercialisation	437	280	2 170	882
Siège social et éliminations	(279)	(303)	(1 406)	(843)
Total	1 294	(109)	3 805	(2 213)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾				
Sables pétrolifères	2 175	729	6 846	1 986
Exploration et production	425	312	1 478	1 054
Raffinage et commercialisation	765	415	3 255	1 708
Siège social et éliminations	(221)	(235)	(1 322)	(872)
Total	3 144	1 221	10 257	3 876
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(529)	(407)	1 507	(1 201)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 615	814	11 764	2 675
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	748	586	3 057	2 388
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	398	355	1 354	1 418
Total	1 146	941	4 411	3 806

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires) ¹⁾	1 776	310	5 590	(228)

- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 38 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021 et de 26 M\$ pour le quatrième trimestre de 2020.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique (kb/j)	515,0	514,3	468,6	466,2
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	150,9	157,2	175,6	127,2
Exploration et production (kbep/j)	77,4	97,7	87,5	101,7
Total (kbep/j)	743,3	769,2	731,7	695,1
Pétrole brut traité par les raffineries (%)	96	95	89	88
Volumes de production par secteur (kb/j)	447,0	438,0	415,5	407,0

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,553 G\$ pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 168 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont entraîné le résultat d'exploitation ajusté dont il est question ci-après.

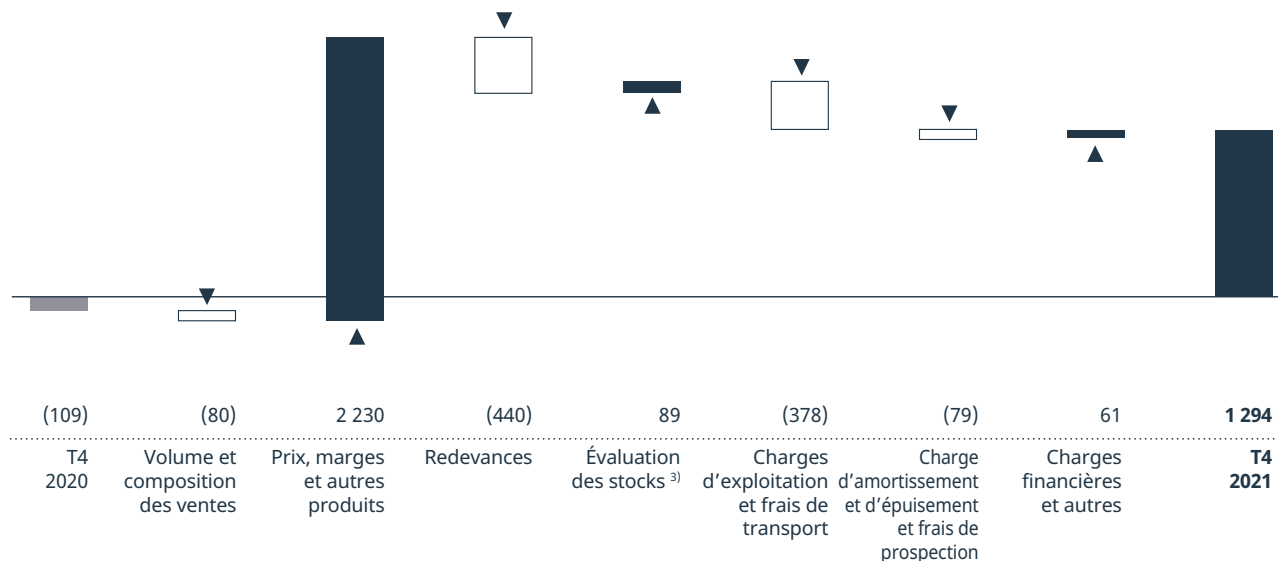
Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

- La Société a inscrit dans les charges financières un profit de change latent à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 25 M\$ (21 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 602 M\$ (539 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2020.
- La Société a comptabilisé, dans le poste « Autres produits (pertes) », un profit latent au titre des activités de gestion des risques de 14 M\$ (11 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte de 44 M\$ (33 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2020.
- La Société a inscrit un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle conclue au début du quatrième trimestre de 2021, qui a été comptabilisé dans le secteur E&P.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose, en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL dans le secteur Sables pétrolifères.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Résultat net	1 553	(168)	4 119	(4 319)
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(21)	(539)	(101)	(286)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques ²⁾	(11)	33	(4)	29
Charge de restructuration ³⁾	—	—	126	—
Dépréciation d'actifs (reprise) ⁴⁾	—	423	(168)	2 221
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	—	60	—
Profit sur cession importante ⁶⁾	(227)	—	(227)	—
Provision liée au projet d'oléoduc ⁷⁾	—	142	—	142
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}	1 294	(109)	3 805	(2 213)

- 1) Le résultat d'exploitation ajusté 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 document.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 de 168 M\$ avant impôt comptabilisée au premier trimestre de 2021 dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations.
- 4) Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) 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 560 M\$ (422 M\$ après impôt) 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. Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose, dans le secteur E&P, en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.
- 5) Représente les charges de 80 M\$ avant impôt comptabilisées dans les charges financières qui sont liées au remboursement anticipé d'une dette du secteur Siège social et éliminations inscrite au troisième trimestre de 2021.
- 6) Au quatrième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé dans le secteur E&P un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.
- 7) Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté^{1),2)} (en millions de dollars)

- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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.

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est accru pour atteindre 1,294 G\$ (0,89 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 109 M\$ (0,07 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté est attribuable essentiellement aux prix plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial. Le résultat d'exploitation ajusté a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances découlant de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'augmentation des charges d'exploitation. Le résultat d'exploitation ajusté du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence négative de la baisse considérable de la demande de carburant de transport ayant donné lieu à une diminution des prix obtenus, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation.

Charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Sables pétrolifères	28	19	72	6
Exploration et production	2	2	7	—
Raffinage et commercialisation	16	11	42	3
Siège social et éliminations	50	42	128	2
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	96	74	249	11

La charge de rémunération fondée sur des actions après impôt a augmenté pour s'établir à 96 M\$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 74 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par une hausse du cours des actions de la Société au cours du quatrième trimestre de 2021 par rapport au 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 31 décembre		Moyenne des exercices clos les 31 décembre	
		2021	2020	2021	2020
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	77,15	42,65	67,95	39,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	79,70	44,20	70,75	41,65
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,60	3,30	6,85	6,35
MSW à Edmonton	\$ CA/b	93,25	50,25	80,30	45,60
WCS à Hardisty	\$ US/b	62,50	33,35	54,90	26,85
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(14,65)	(9,30)	(13,05)	(12,55)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	(1,80)	(3,05)	(1,65)	(3,15)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	79,10	42,55	68,25	37,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	4,70	2,65	3,65	2,25
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	107,30	46,15	101,95	46,70
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,65	9,85	19,40	11,75
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	16,90	7,95	17,75	8,05
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	25,35	13,15	23,15	14,05
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,65	9,00	18,00	9,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,77	0,80	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,79	0,78	0,79	0,78

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 quatrième 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 de la demande de pétrole brut et de produits raffinés en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19.

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 quatrième trimestre de 2021 reflètent une hausse du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 77,15 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 42,65 \$ US/b au quatrième 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 93,25 \$/b au quatrième trimestre de 2021, alors qu'il était de 50,25 \$/b au quatrième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 62,50 \$ US/b au quatrième trimestre de 2021, alors qu'il était de 33,35 \$ US/b au quatrième 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. Les primes et escomptes de qualité du bitume et les ventes au comptant, de même que l'écart de prix entre le WCS à Hardisty, en Alberta, et les cours de référence de la côte américaine du golfe du Mexique, peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

La Société met à profit son expertise commerciale et son réseau logistique pour optimiser la capacité de stockage de son infrastructure médiane sur la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui se reflète dans les prix qu'elle obtient pour le bitume et le pétrole brut synthétique sulfureux. Les prix du bitume ont subi l'incidence défavorable de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd au quatrième trimestre de 2021, mais ont été plus élevés qu'à l'exercice précédent dans l'absolu en raison de la hausse des prix du WTI.

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 79,70 \$ US/b au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 44,20 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

Afin de refléter plus fidèlement les marges brutes de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique calculée selon la valeur théorique de cinq barils de pétrole brut de différentes qualités raffinés pour produire chacun deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit, de manière à établir un rapprochement avec la combinaison unique de configurations de raffineries, de bruts disponibles et de produits de Suncor, ainsi que les avantages liés à l'emplacement, à la qualité et aux différences de teneur et aux marges de commercialisation. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit tient compte de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier applique un montant supplémentaire de 6,50 \$ US/b pour le premier et le quatrième trimestre et à 5,00 \$ US/b pour le deuxième et le troisième trimestre. Il rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société respectivement pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur du pétrole brut tient compte des cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

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

Au quatrième trimestre de 2021, les marges de craquage de référence 2-1-1 au port de New York et à Chicago ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la demande accrue pour les carburants de transport et afin de compenser la hausse du coût de la conformité à la réglementation associée aux exigences réglementaires en matière de mélanges de carburants renouvelables. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 28,05 \$ US/b pour le quatrième trimestre de 2021, contre 18,55 \$ US/b pour le quatrième trimestre de 2020, en raison principalement de l'augmentation des marges de craquage de référence.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 4,70 \$ le kpi³ au quatrième trimestre de 2021, en hausse comparativement à 2,65 \$ 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 107,30 \$/MWh au quatrième trimestre de 2021, a augmenté par rapport à celui de 46,15 \$/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 quatrième trimestre de 2021, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,79 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,77 \$ US pour un dollar canadien au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au quatrième 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 60 % 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

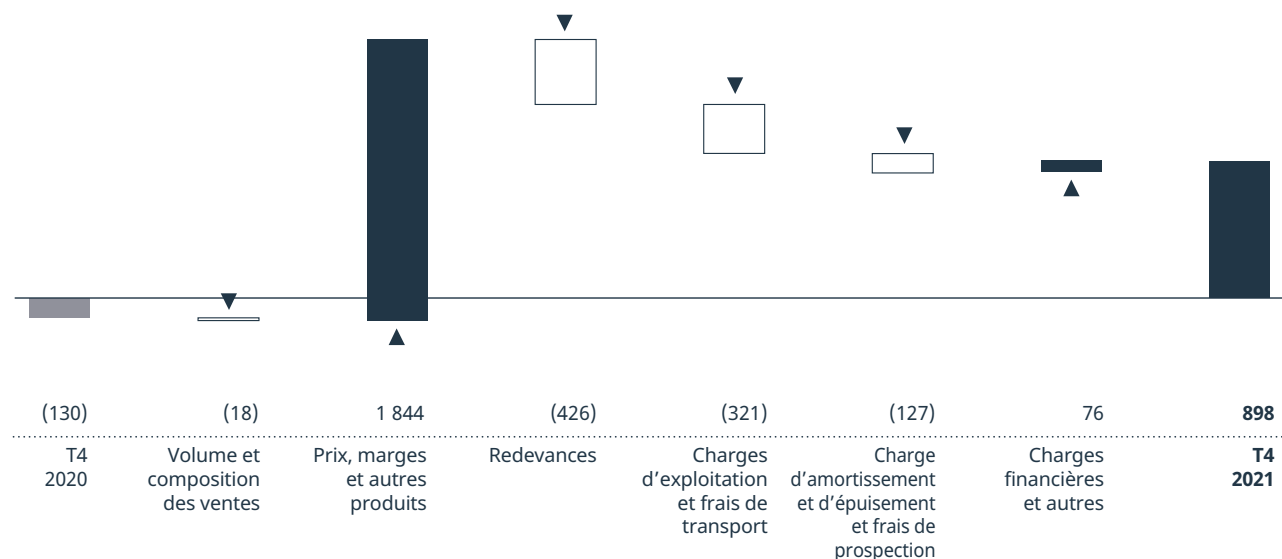
Sables pétrolifères

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Produits bruts	5 956	3 081	19 920	10 617
Moins les redevances	(641)	(18)	(1 523)	(95)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 315	3 063	18 397	10 522
Résultat net	896	(293)	2 147	(3 796)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit:				
Perte latente sur les activités de gestion des risques ¹⁾	2	21	4	13
Pertes de valeur ²⁾	—	—	—	1 376
Provision liée au projet d'oléoduc ³⁾	—	142	—	142
Résultat d'exploitation ajusté ⁴⁾	898	(130)	2 151	(2 265)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁴⁾	2 175	729	6 846	1 986

- 1) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) 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 quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté^{1),2)} (en millions de dollars)



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 quatrième trimestre de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 898 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 130 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 inférieurs au quatrième trimestre de l'exercice précédent en raison de la pandémie de COVID-19, en partie contrebalancée par une hausse des redevances et des charges d'exploitation.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ²⁾	532,4	526,5	483,5	477,5
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ^{3),4)}	(17,4)	(12,2)	(14,9)	(11,3)
Production valorisée	515,0	514,3	468,6	466,2
Production de bitume	157,3	157,2	178,8	127,2
Transferts internes de bitume ⁴⁾	(6,4)	—	(3,2)	—
Production de bitume non valorisé	150,9	157,2	175,6	127,2
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	665,9	671,5	644,2	593,4

- 1) La production de bitume de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, y compris aux raffineries qui appartiennent à Suncor. Pratiquement tout le bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Les taux d'utilisation combinée des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.
- 3) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills et Syncrude utilisent le diesel produit à l'interne par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères aux fins de leurs activités minières. Au quatrième trimestre de 2021, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 10 500 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 7 700 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 1 900 b/j par Fort Hills et 900 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 600 b/j de diesel consommés à l'interne.
- 4) Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétrolifères 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 quatrième trimestre de 2021, les activités du secteur Sables pétrolifères comprenaient le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 4 000 b/j de pétrole brut synthétique vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport, au moyen des pipelines d'interconnexion, de 300 b/j de pétrole brut synthétique et de 6 400 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société, qui s'est établie à 515 000 b/j pour le quatrième trimestre de 2021, a avoisiné celle de 514 300 b/j inscrite pour trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 96 % au quatrième trimestre de 2021, contre 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'accroissement de la production de pétrole brut synthétique de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, soutenue par une production accrue de bitume *in situ* détournée vers les installations de valorisation afin de maximiser les volumes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, a été largement contrebalancé par une production plus faible à Syncrude en raison de travaux de maintenance non planifiés, qui ont été achevés après la clôture du trimestre. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence des travaux de maintenance planifiés de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, qui ont été achevés au début du trimestre.

La production de bitume non valorisé de la Société s'est établie à 150 900 b/j au quatrième trimestre de 2021, contre 157 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse étant principalement attribuable à la production moindre de Fort Hills, qui a repris ses activités à deux trains à la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est sur la bonne voie pour exploiter l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % tout au long de 2022.

Au quatrième trimestre de 2021, la production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société a été comparable à celle du quatrième trimestre de l'exercice précédent, l'augmentation globale des volumes de production ayant été contrebalancée par le détournement de la production accrue de bitume de Firebag vers les installations de valorisation. Les résultats du quatrième trimestre de 2021 reflètent l'incidence des travaux de maintenance moindres menés à Firebag par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Pétrole brut synthétique et diesel	496,1	495,6	465,7	467,9
Bitume non valorisé	176,7	139,6	183,8	125,6
Total	672,8	635,2	649,5	593,5

Au quatrième trimestre de 2021, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel s'est établi à 496 100 b/j, en comparaison de 495 600 b/j au quatrième trimestre de 2020, ce qui reflète la hausse de la production de produits valorisés.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 176 700 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 139 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par un prélèvement sur les stocks au quatrième trimestre de 2021, comparativement à une accumulation des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, partiellement contrebalancé par la baisse de la production au cours du trimestre à l'étude.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Pétrole brut synthétique et diesel	89,38	47,59	77,73	43,83
Bitume non valorisé	62,05	28,90	53,80	22,37
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	82,20	43,48	70,96	39,29
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(15,00)	(12,09)	(14,20)	(13,51)

1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au quatrième 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 de l'accroissement du volume des ventes au cours de la période à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges et autres facteurs

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

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de l'augmentation des prix du gaz naturel et des coûts liés aux travaux de maintenance.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au quatrième trimestre de 2021 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'intensification des activités minières qui a été entreprise au cours du trimestre dans le but de retirer des morts-terrains en vue du passage à un fonctionnement à deux trains à la fin du trimestre et de la hausse des prix du gaz naturel.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude au quatrième trimestre de 2021 a augmenté par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et des prix du gaz naturel.

La charge d'amortissement et d'épuisement du quatrième trimestre de 2021 a été supérieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du fait que le trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une hausse du montant décomptabilisé au titre des immobilisations corporelles.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	2 134	1 739	8 056	7 169
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 232	1 014	4 710	4 292
Coûts non liés à la production ²⁾	(41)	(17)	(199)	(107)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(101)	(55)	(375)	(248)
Variations des stocks	55	72	21	(3)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	1 145	1 014	4 157	3 934
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	442,6	413,9	439,2	380,9
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	28,10	26,50	25,90	28,20
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	273	163	897	761
Coûts non liés à la production ²⁾	(35)	(7)	(118)	(52)
Variations des stocks	(5)	26	(15)	(11)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	233	182	764	698
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	55,5	62,4	50,7	58,1
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	45,55	31,55	41,35	32,80
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	629	562	2 449	2 116
Coûts non liés à la production ²⁾	(38)	(19)	(234)	(66)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	591	543	2 215	2 050
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	191,6	207,4	172,4	165,7
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	33,50	28,45	35,20	33,80

1) Mesures financières hors PCGR. Les montants par baril connexes comprennent des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les frais de démarrage de projets et les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production. De plus, les coûts non liés à la production tiennent compte des coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et des coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19. Les coûts non liés à la production pour 2020 tiennent compte de l'aide consentie dans le cadre du programme de Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC »). Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.

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

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 28,10 \$ par baril au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 26,50 \$ par baril au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus, partiellement contrebalancée par l'accroissement des volumes de production.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts engagés par le secteur Sables pétrolifères au quatrième 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 de l'électricité.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2021 reflètent une accumulation de stocks de pétrole brut synthétique à coûts plus élevés, partiellement contrebalancée par un prélèvement sur les stocks de bitume à coûts plus faibles, comparativement à une accumulation de stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills ¹⁾ se sont établies à 45,55 \$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 31,55 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte de l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus et de la baisse des volumes de production, ce qui a été en partie contrebalancé par l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix de l'électricité. Au quatrième trimestre 2021, les coûts non liés à la production ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'un rajustement plus important pour le diesel provenant de l'interne, qui a été rajusté pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au coût de production, et de l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix de l'électricité. Les variations des stocks observées au quatrième trimestre de 2021 reflètent la révision de l'évaluation des stocks, comparativement à un prélèvement sur les stocks au quatrième trimestre de 2020.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ¹⁾ se sont établies à 33,50 \$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 28,45 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, comme il est décrit ci-dessus, et par la baisse des volumes de production.

Travaux de maintenance planifiés

Les travaux de maintenance planifiés à Syncrude devraient débiter vers la fin du premier trimestre de 2022. Les prévisions de la Société pour 2022 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance sur la production.

1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

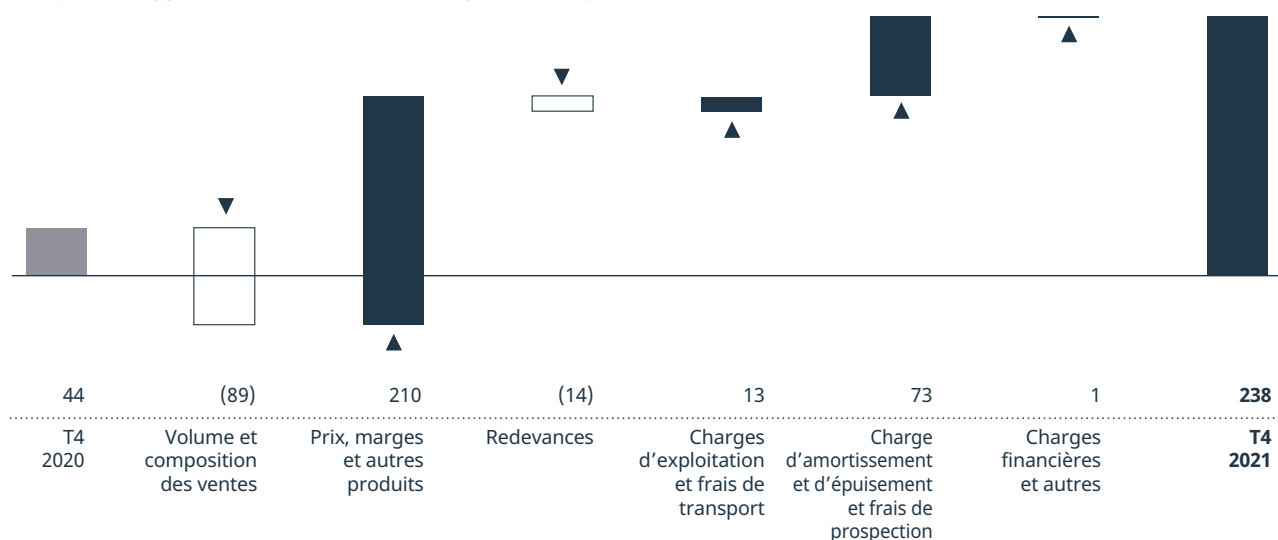
Exploration et production

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Produits bruts ¹⁾	684	507	2 736	1 851
Moins les redevances ¹⁾	(53)	(37)	(236)	(95)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	631	470	2 500	1 756
Résultat net	465	(379)	1 285	(832)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Dépréciation d'actifs (reprise) ²⁾	—	423	(168)	845
Profit sur cession importante ³⁾	(227)	—	(227)	—
Résultat d'exploitation ajusté ⁴⁾	238	44	890	13
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁴⁾	425	312	1 478	1 054

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés selon un prix raisonnable dans la rubrique « Exploration et production » du présent document et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 54 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021 et de 242 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société. Le quatrième trimestre de 2020 et l'exercice clos le 31 décembre 2020 excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 48 M\$.
- 2) Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) à l'égard de sa participation dans les actifs Terra Nova en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie totalisant 560 M\$ (422 M\$ après impôt) 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. Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part dans les actifs de White Rose, en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.
- 3) Au quatrième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾ (en millions de dollars)



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

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 238 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021, en hausse comparativement à celui de 44 M\$ inscrit 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, en partie contrebalancée par la baisse du volume des ventes.

Volumes

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
E&P Canada (kb/j)	47,6	56,8	54,4	59,7
E&P International (kbep/j)	29,8	40,9	33,1	42,0
Production totale (kbep/j)	77,4	97,7	87,5	101,7
Total des volumes de ventes (kbep/j)	67,2	98,8	82,8	102,6

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 47 600 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 56 800 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les déclinés naturels. 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. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova se trouve en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance. Elle devrait être de retour au Canada et reprendre ses activités avant la fin de 2022.

La production du secteur E&P International s'est établie à 29 800 bep/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 40 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution des volumes de production enregistrée au cours du trimestre à l'étude s'explique principalement par l'absence de production du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle, la vente de l'actif ayant été réalisée au début du quatrième trimestre de 2021, et par les déclinés naturels.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 67 200 bep/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 98 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des volumes de production et d'une accumulation des stocks du secteur E&P Canada liée au calendrier des ventes acheminées par navire à la fin de l'exercice.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	98,42	54,25	84,70	49,69
E&P International ²⁾ (\$/bep)	100,14	52,83	82,16	50,28

1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

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

Les prix obtenus au quatrième trimestre de 2021 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés que ceux obtenus au quatrième 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. Les prix obtenus ont augmenté par suite de la hausse des cours de référence qui a découlé du redressement de la demande, de l'optimisme entourant la commercialisation d'un vaccin et de la stratégie adoptée par l'OPEP+ en matière de gestion de l'offre.

Redevances

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

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du quatrième trimestre de 2021 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse des volumes de production et du volume des ventes.

La charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection du quatrième trimestre de 2021 a diminué par rapport à celle du quatrième trimestre de l'exercice précédent, à la suite du fléchissement du volume des ventes et du fait qu'il n'y ait aucune charge d'amortissement et d'épuisement au titre du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle au quatrième trimestre de 2021 en raison de la vente de l'actif.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au premier trimestre de 2022.

Raffinage et commercialisation

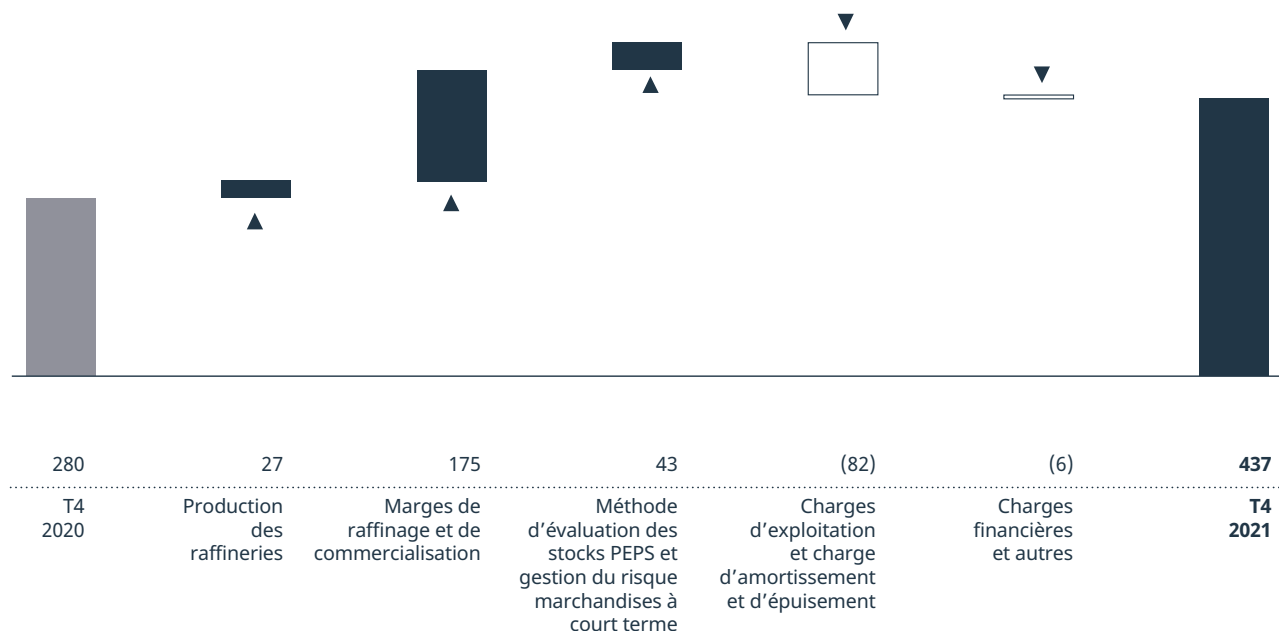
Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation	6 623	3 876	22 915	15 272
Résultat net	450	268	2 178	866
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques ¹⁾	(13)	12	(8)	16
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	437	280	2 170	882
Fonds provenant de l'exploitation ajusté ²⁾	765	415	3 255	1 708

1) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)} (en millions de dollars)



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

2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (charges) 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 ajusté de 437 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021, en hausse en comparaison de 280 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des marges de raffinage et de commercialisation attribuable à l'augmentation considérable des marges de craquage de référence au cours du quatrième trimestre de 2021 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté reflète un profit de 106 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 quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 44 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté a subi l'incidence défavorable de charges d'exploitation plus élevées pour le quatrième trimestre de 2021 que pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volumes

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	214,3	212,6	202,8	201,0
Ouest de l'Amérique du Nord	232,7	225,4	212,7	206,0
Total	447,0	438,0	415,5	407,0
Taux d'utilisation des raffineries ^{1),2)} (%)				
Est de l'Amérique du Nord	97	96	91	91
Ouest de l'Amérique du Nord	95	94	87	86
Total	96	95	89	88
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	232,7	212,9	225,8	214,1
Distillat	237,9	222,9	228,5	215,7
Autres	79,5	73,0	74,1	73,6
Total	550,1	508,8	528,4	503,4
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ³⁾ (\$/b)				
	33,60	25,75	36,85	25,30
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ³⁾ (\$/b)				
	30,00	25,05	30,90	28,65
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)				
	6,10	5,20	5,95	5,50

- 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) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est accru pour s'établir à 447 000 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 96 % au quatrième trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 438 000 b/j et un taux d'utilisation de 95 % au quatrième trimestre de 2020, ce qui reflète un taux d'utilisation élevé de l'ensemble des raffineries. Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 550 100 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 508 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les taux d'utilisation élevés enregistrés au cours du trimestre, la hausse de la demande et des circuits de vente bien établis ont permis à la Société de tirer parti de l'amélioration du contexte commercial.

Marges brutes de raffinage et de commercialisation ¹⁾

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

- Calculées selon la méthode DEPS ²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 30,00 \$/b au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 25,05 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration des marges de craquage de référence, de la hausse de demande ainsi que de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor reflètent également les avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui lui permettent de traiter du pétrole brut plus lourd, et ses capacités en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de ses réseaux de vente au détail et en gros intégré.

- 1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) L'incidence estimative de l'évaluation selon 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 document.

- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 33,60 \$/b au quatrième trimestre de 2021, en hausse comparativement à celles de 25,75 \$/b inscrites au quatrième 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 quatrième 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 DEPS²⁾, s'est traduite par un profit après impôt de 106 M\$, alors qu'elle a donné lieu à un profit après impôt de 44 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence favorable de 43 M\$ après impôt d'un trimestre à l'autre, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises à court terme.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et la charge d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevées au quatrième trimestre de 2021 qu'au quatrième trimestre de 2020, en raison principalement d'une hausse des prix du gaz naturel, des prix de l'électricité et du débit de traitement au cours de la période à l'étude et des coûts liés à la pandémie de COVID-19 moins élevés au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation de raffinage par baril¹⁾ se sont établies à 6,10 \$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 5,20 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation, contrebalancée en partie par la hausse du débit de traitement.

Travaux de maintenance planifiés

Aucuns travaux de maintenance planifiés ne sont prévus pour le premier trimestre de 2022.

Siège social et éliminations

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Résultat net	(258)	236	(1 491)	(557)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(21)	(539)	(101)	(286)
Charge de restructuration ¹⁾	—	—	126	—
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	—	—	60	—
Résultat d'exploitation ajusté ³⁾	(279)	(303)	(1 406)	(843)
<i>Siège social</i>	(304)	(282)	(1 262)	(936)
<i>Éliminations</i>	25	(21)	(144)	93
Fonds affectés à l'exploitation ajustés ³⁾	(221)	(235)	(1 322)	(872)

1) Au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, une charge de restructuration de 168 M\$ avant impôt liée à la réduction des effectifs annoncée précédemment.

2) Charges de 80 M\$ avant impôt liées au remboursement anticipé d'une dette comptabilisées dans les charges financières au troisième trimestre de 2021.

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

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 304 M\$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 282 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par l'incidence favorable des règlements fiscaux au trimestre correspondant de l'exercice précédent, facteur partiellement contrebalancé par une diminution des charges d'intérêts sur la dette à long terme découlant des remboursements sur la dette effectués tout au long de 2021. Au quatrième trimestre de 2021, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 38 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 26 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

1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.

2) L'incidence estimative de l'évaluation selon 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 document.

raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 25 M\$, alors qu'elle avait reporté un profit intersectoriel après impôt de 21 M\$ au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation ajustés de 221 M\$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 235 M\$ au quatrième trimestre de 2020; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus.

5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Sables pétrolifères	860	628	3 168	2 736
Exploration et production	73	80	270	489
Raffinage et commercialisation	188	181	825	515
Siège social et éliminations	63	78	292	186
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 184	967	4 555	3 926
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(38)	(26)	(144)	(120)
	1 146	941	4 411	3 806

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⁾	Trimestre clos le 31 décembre 2021		Exercice clos le 31 décembre 2021	
			Total	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>	310	125	435	1 216	420	1 636
<i>Activités in situ</i>	38	90	128	132	298	430
<i>Fort Hills</i>	73	—	73	253	—	253
<i>Syncrude</i>	160	38	198	652	97	749
Exploration et production	—	66	66	—	242	242
Raffinage et commercialisation	153	35	188	751	73	824
Siège social et éliminations	14	44	58	53	224	277
	748	398	1 146	3 057	1 354	4 411

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

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

Les dépenses en immobilisations de la Société en 2021 étaient dirigées vers la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et fortement orientées vers le maintien et la maintenance des actifs, ce qui prévoyait notamment des travaux de révision planifiés importants visant l'ensemble de ses raffineries du secteur Sables pétrolifères, y compris des travaux de révision planifiés importants à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et des travaux de révision planifiés à la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude. La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 4,411 G\$ en 2021, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif. De ce montant, 30 % ont été affectés aux activités d'investissement économique et 70 %, aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, ce qui correspond aux dépenses en immobilisations prévues pour l'exercice.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,146 G\$ au cours du quatrième trimestre de 2021, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 941 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. En 2020, en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19, la Société a reporté, suspendu et annulé certains projets d'investissement ou modifié l'étendue des travaux afin de réduire les coûts et de se conformer aux mesures de sécurité liées à la COVID-19.

L'activité du quatrième 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 435 M\$ quatrième trimestre de 2021 et ont été principalement affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées au programme de maintenance planifiée, ainsi qu'aux investissements économiques visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone afin de remplacer les chaudières à coke.

Pour le quatrième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 128 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, ainsi que sur les activités de maintien et de maintenance.

Pour le quatrième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 73 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de la mine et des installations de gestion des produits de queue.

Pour le quatrième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 198 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées au programme de maintenance planifiée.

Exploration et production

Pour le quatrième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 66 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de mise en valeur au projet Fenja, les travaux de forage de mise en valeur à Hebron et des travaux de mise en valeur à Terra Nova liés au projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova se trouve en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance. Elle devrait être de retour au Canada et reprendre ses activités avant la fin de 2022.

Raffinage et commercialisation

Au quatrième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 188 M\$, se rapportent principalement aux activités de maintien et de maintenance des actifs.

Siège social et éliminations

Au quatrième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 58 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de transformation numérique et au projet de parc éolien Forty Mile.

6. Situation financière et situation de trésorerie

Indicateurs

	Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020
Rendement du capital investi ^{1),2)} (%)	8,6	(6,9)
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	1,6	5,1
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	33,4	37,8
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ^{1),3)} (%)	30,6	35,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ^{1),3)} (%)	26,6	32,1

- 1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document.
- 2) Le RCI aurait été de 8,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, compte non tenu de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021. Le RCI aurait été de (2,9) % pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) et 560 M\$ (422 M\$ après impôt) au premier trimestre de 2020.
- 3) 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 2022, de l'ordre de 4,7 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,205 G\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2021, en baisse comparativement au montant de 2,309 G\$ inscrit au 30 septembre 2021, en raison du fait que les sorties de trésorerie découlant des dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, du versement de dividendes de 607 M\$, du rachat de 639 M\$ par Suncor d'actions ordinaires dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et de la diminution de la dette de la Société au quatrième trimestre de 2021 ont été légèrement supérieurs aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation.

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

Au 31 décembre 2021, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 20 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 4,247 G\$ au 31 décembre 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 n'étaient plus nécessaires étant donné qu'elles avaient été conclues en mars et en avril 2020 afin d'assurer que la Société dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19,

ainsi qu'à la réduction du montant des facilités de crédit consortiales de la Société. La diminution a été partiellement contrebalancée par une augmentation du crédit disponible attribuable à la baisse du solde de papier commercial.

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.

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 décembre 2021, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 33,4 % (37,8 % au 31 décembre 2020). La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle en vertu de ses conventions d'emprunt.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2021	Exercice clos le 31 décembre 2021
Dette totale ¹⁾ à l'ouverture de la période	18 980	21 699
Diminution de la dette à long terme	(371)	(1 028)
Diminution de la dette à court terme	(195)	(2 256)
Augmentation de l'obligation locative	56	308
Paievements de loyers	(88)	(325)
Incidence du change sur la dette et autres	(28)	(44)
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2021	18 354	18 354
Moins la trésorerie et ses équivalents au 31 décembre 2021	2 205	2 205
Dette nette ¹⁾ au 31 décembre 2021	16 149	16 149

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

La dette totale de la Société a diminué au quatrième trimestre de 2021, en raison du remboursement sur la dette à long terme, de la baisse de la dette à court terme et des paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du quatrième trimestre de 2021, facteurs partiellement contrebalancés par les contrats de location conclus au cours du quatrième trimestre de 2021.

La dette totale de la Société a diminué pour l'exercice 2021, ce qui s'explique par la diminution importante de la dette à court terme, par le remboursement sur la dette à long terme et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location en 2021, facteurs en partie contrebalancés par l'émission de titres d'emprunt à long terme et par les contrats de location conclus en 2021.

La Société continue de réduire sa dette nette et, après la clôture du quatrième trimestre de 2021, elle a procédé au remboursement anticipé de ses billets à 4,50 % en circulation d'un montant de 182 M\$ US, qui devaient initialement arriver à échéance au deuxième trimestre de 2022.

Actions ordinaires

(en milliers)	31 décembre 2021
Actions ordinaires	1 441 251
Options sur actions ordinaires – exerçables	28 421
Options sur actions ordinaires – non exerçables	8 669

Au 31 janvier 2022, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 435 748 494 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 36 698 537. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au premier trimestre de 2021, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue d'entamer une offre publique de rachat pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoyait 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.

Au troisième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour faire passer le programme de rachat d'actions de la Société à environ 5 % de ses actions ordinaires en circulation, Suncor a reçu l'approbation de la TSX lui permettant de modifier son offre publique de rachat en vigueur à compter de la fermeture des marchés le 30 juillet 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis modifié prévoyait que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 44 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021.

Au cours du quatrième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour faire passer le programme de rachat d'actions de la Société à environ 7 % de son flottant, Suncor a reçu l'approbation de la TSX lui permettant de modifier son offre publique de rachat en vigueur à compter de la fermeture des marchés le 29 octobre 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 76 250 000 actions, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 106 700 000 actions ordinaires, soit environ 7 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2021.

Après la clôture du quatrième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour renouveler le programme de rachat d'actions de la Société à environ 5 % de ses actions ordinaires, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor pourra racheter aux fins d'annulation au plus 71 650 000 actions ordinaires, soit environ 5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation à la date des présentes. Au 31 janvier 2022, 1 435 748 494 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

Aux termes de l'offre publique de rachat précédente de Suncor, dans sa version modifiée le 29 octobre 2021, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 106 700 000 actions ordinaires entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022. Entre le 8 février 2021 et le 31 janvier 2022 et conformément à son offre publique de rachat précédente (dans sa version modifiée), Suncor a racheté 89 703 156 actions sur le marché libre pour environ 2,504 G\$, à un prix moyen pondéré de 27,92 \$ par action.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	20 858	—	83 959	7 527
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	30,65	—	27,45	40,83
Coût du rachat d'actions	639	—	2 304	307

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements hors bilan

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

7. Données financières trimestrielles

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

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	665,9	605,1	615,7	690,6	671,5	519,0	553,7	630,1
Exploration et production	77,4	93,5	84,0	95,3	97,7	97,2	101,8	109,7
	743,3	698,6	699,7	785,9	769,2	616,2	655,5	739,8
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	11 149	10 145	9 159	8 679	6 615	6 427	4 229	7 391
Autres produits (pertes)	10	68	(66)	(43)	(21)	30	16	365
	11 159	10 213	9 093	8 636	6 594	6 457	4 245	7 756
Résultat net	1 553	877	868	821	(168)	(12)	(614)	(3 525)
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,07	0,59	0,58	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,07	0,59	0,58	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}	1 294	1 043	722	746	(109)	(338)	(1 345)	(421)
par action ordinaire – de base ^{2),3)} (en dollars)	0,89	0,71	0,48	0,49	(0,07)	(0,22)	(0,88)	(0,28)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	3 144	2 641	2 362	2 110	1 221	1 166	488	1 001
par action ordinaire – de base ³⁾ (en dollars)	2,17	1,79	1,57	1,39	0,80	0,76	0,32	0,66
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 615	4 718	2 086	2 345	814	1 245	(768)	1 384
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,80	3,19	1,39	1,54	0,53	0,82	(0,50)	0,91
RCI ³⁾ (% sur 12 mois)	8,6	4,5	1,9	(1,4)	(6,9)	(10,2)	(7,5)	(1,3)
RCI, compte non tenu des pertes de valeur ^{3),4)} (%, sur 12 mois)	8,2	4,9	2,6	(0,6)	(2,9)	(1,3)	1,0	7,0
Profit de change latent (perte de change latente) après impôt sur la dette libellée en dollars américains	21	(257)	156	181	539	290	478	(1 021)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,47
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	31,65	26,26	29,69	26,27	21,35	16,26	22,89	22,46
Bourse de New York (\$ US)	25,03	20,74	23,97	20,90	16,78	12,23	16,86	15,80

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Le résultat d'exploitation ajusté pour chaque trimestre est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport aux actionnaires trimestriel publié par Suncor (rapports trimestriels) pour le trimestre visé. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR au www.sedar.com.

2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes)

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) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent document. Les mesures hors PCGR incluses dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, sont définies et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR au www.sedar.com.
- 4) Le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, aurait été de 5,1 % pour 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 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	77,15	70,55	66,05	57,80	42,65	40,95	27,85	46,10
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	79,70	73,45	68,85	60,85	44,20	43,00	29,20	50,15
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,60	7,80	6,20	4,70	3,30	3,50	2,70	15,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	93,25	83,75	77,25	66,55	50,25	51,30	30,20	52,00
WCS à Hardisty	\$ US/b	62,50	56,95	54,60	45,40	33,35	31,90	16,35	25,60
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(14,65)	(13,60)	(11,45)	(12,40)	(9,30)	(9,05)	(11,50)	(20,50)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	(1,80)	(1,60)	0,35	(3,50)	(3,05)	(2,45)	(4,55)	(2,70)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	79,10	69,20	66,40	58,00	42,55	37,55	22,20	46,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	4,70	3,60	3,10	3,15	2,65	2,25	2,00	2,05
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	107,30	100,35	104,50	95,45	46,15	43,85	29,90	67,05
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,65	20,90	20,35	15,60	9,85	10,20	12,20	14,75
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	16,90	20,45	20,25	13,40	7,95	7,75	6,75	9,75
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	25,35	26,70	24,55	15,80	13,15	12,55	12,20	18,30
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,65	19,55	18,25	14,45	9,00	8,55	9,00	13,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,79	0,81	0,79	0,77	0,75	0,72	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,79	0,78	0,81	0,80	0,78	0,75	0,73	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 dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

8. Autres éléments

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2020 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2020.

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la santé a déclaré que la flambée de COVID-19 constituait une urgence de santé publique de portée internationale et, le 10 mars 2020, elle a déclaré que l'épidémie avait atteint le stade de pandémie. Des mesures ont été prises à l'échelle planétaire pour freiner la propagation de la COVID-19, dont des restrictions de voyage, des quarantaines dans certaines régions et la fermeture obligatoire de certains lieux publics et types d'entreprises. Ces mesures bouleversent et continueront de bouleverser les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la réduction de la demande de marchandises entraîne une volatilité des prix et des taux de change ainsi qu'une diminution des taux d'intérêt à long terme. Nos activités et notre entreprise sont particulièrement sensibles à une réduction de la demande et des prix des produits qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité. Les estimations de la direction tiennent compte des répercussions directes et indirectes potentielles de la volatilité économique, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans les notes pertinentes des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui devrait continuer d'avoir 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.

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 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2021 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2020.

9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, la dette nette, le total de la dette, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril connexes ou les données qui contiennent de telles mesures, 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, le cas échéant, 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.

À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.

Résultat d'exploitation ajusté

Le résultat d'exploitation ajusté 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 ajusté 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 ajusté et le résultat net est présenté aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent document.

Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) 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 ajusté

Tout au long du présent document, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation ajusté 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 ajusté qui suit les analyses comparatives présentées dans certaines rubriques du présent document, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement.

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

Rendement du capital investi (RCI) et RCI, compte non tenu des pertes de valeur

Le RCI est une mesure 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 RCI est calculé à l'aide du résultat net ajusté et du capital moyen investi, qui constituent des mesures financières hors PCGR. Le résultat net ajusté est calculé au moyen du résultat net et en ajustant les montants après impôt en fonction des écarts de change latents sur la dette libellée en dollars américains et de la charge d'intérêts nette. 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 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2021	2020
Ajustements du résultat net			
Résultat net		4 119	(4 319)
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains		(101)	(286)
Charges d'intérêts nettes		645	698
Résultat net ajusté ¹⁾	A	4 663	(3 907)
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette ²⁾		19 814	16 010
Capitaux propres		35 757	42 042
		55 571	58 052
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette ²⁾		16 149	19 814
Capitaux propres		36 614	35 757
		52 763	55 571
Capital moyen investi	B	54 069	56 270
RCI ³⁾ (%)	A/B	8,6	(6,9)

1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 738 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et à 618 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020.

2) La dette nette est une mesure financière hors PCGR.

3) Le RCI aurait été de 8,2 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2021, compte non tenu de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021. Le RCI aurait été de (2,9) % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) et 560 M\$ (422 M\$ après impôt) au premier trimestre de 2020.

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés 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, de la volatilité des prix des marchandises, 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 ajustés 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, ces informations étant intégrées par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR à www.sedar.com.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	896	(293)	465	(379)	450	268	(258)	236	1 553	(168)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 237	1 058	129	835	243	207	21	20	1 630	2 120
Impôt sur le résultat différé	(11)	(154)	(2)	(160)	45	(53)	(28)	43	4	(324)
Charge de désactualisation	61	55	15	13	1	1	—	—	77	69
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(25)	(602)	(25)	(602)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	8	49	42	5	—	(9)	—	—	50	45
(Profit) perte à la cession d'actifs	(4)	1	(227)	—	(1)	(18)	—	9	(232)	(8)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rémunération fondée sur des actions	36	25	4	3	21	15	64	52	125	95
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(71)	(41)	1	—	(6)	(7)	—	—	(76)	(48)
Autres	23	29	(2)	(5)	12	11	5	7	38	42
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 175	729	425	312	765	415	(221)	(235)	3 144	1 221
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									(529)	(407)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									2 615	814

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	2 147	(3 796)	1 285	(832)	2 178	866	(1 491)	(557)	4 119	(4 319)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 585	6 430	324	2 147	853	867	88	82	5 850	9 526
Impôt sur le résultat différé	(51)	(797)	33	(321)	113	(24)	(39)	23	56	(1 119)
Charge de désactualisation	240	224	58	48	6	6	—	—	304	278
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(113)	(312)	(113)	(312)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(66)	81	3	(17)	50	44	—	—	(13)	108
(Profit) perte à la cession d'actifs	(4)	(1)	(227)	—	(19)	(24)	(7)	9	(257)	(16)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	80	—	80	—
Rémunération fondée sur des actions	61	(59)	5	(9)	34	(36)	105	(134)	205	(238)
Prospection	—	—	—	80	—	—	—	—	—	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(245)	(212)	(1)	(7)	(17)	(12)	—	—	(263)	(231)
Autres	179	116	(2)	(35)	57	21	55	17	289	119
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	6 846	1 986	1 478	1 054	3 255	1 708	(1 322)	(872)	10 257	3 876
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									1 507	(1 201)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									11 764	2 675

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 ajustés, 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 ajustés, 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		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	2 615	814	11 764	2 675
(Ajouter) déduire la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(529)	(407)	1 507	(1 201)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 144	1 221	10 257	3 876
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(1 368)	(911)	(4 667)	(4 104)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	1 776	310	5 590	(228)

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 13 M\$ au quatrième trimestre de 2021 et de 5 M\$ au quatrième trimestre de 2020.

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction i) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, la SSUC et les coûts liés à la COVID-19, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, ii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iii) des frais de démarrage de projets, et iv) de l'incidence de la variation des niveaux et de l'évaluation des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte des coûts de la commercialisation intersectorielle comptabilisés dans les produits intersectoriels et de l'incidence de la dépréciation des stocks comptabilisée dans les achats de pétrole brut et de produits. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, selon la méthode DEPS, font l'objet d'un autre ajustement pour tenir compte de l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS comptabilisée dans les achats de pétrole brut et de produits et des activités de gestion des risques à court terme comptabilisées dans les autres produits (pertes). Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la SSUC, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation				
Produits d'exploitation	6 623	3 876	22 915	15 272
Achats de pétrole brut et de produits	(5 110)	(2 744)	(16 807)	(11 243)
	1 513	1 132	6 108	4 029
Autres (pertes) produits	(2)	(10)	(50)	48
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(14)	(14)	(54)	(57)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS				
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 575	43 036	162 862	158 991
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	33,60	25,75	36,85	25,30
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques à court terme	(161)	(30)	(972)	532
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS				
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	30,00	25,05	30,90	28,65
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ²⁾	566	472	2 019	1 759
Coûts non liés au raffinage ²⁾	(294)	(248)	(1 051)	(885)
Charges d'exploitation de raffinage	272	224	968	874
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 575	43 036	162 862	158 991
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	6,10	5,20	5,95	5,50

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.

Dettes nette et dette totale

La dette nette et la dette totale sont des mesures financières hors PCGR que la direction utilise pour analyser la situation financière de la Société. La dette totale se compose de la dette à court terme, de la tranche courante de la dette à long terme, de la tranche courante des obligations locatives à long terme, de la dette à long terme et des obligations locatives à long terme (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR). La dette nette correspond à la dette totale diminuée de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (une mesure conforme aux PCGR).

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Dettes à court terme	1 284	3 566
Tranche courante de la dette à long terme	231	1 413
Tranche courante des obligations locatives à long terme	310	272
Dettes à long terme	13 989	13 812
Obligations locatives à long terme	2 540	2 636
Dettes totales	18 354	21 699
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 205	1 885
Dettes nettes	16 149	19 814
Capitaux propres	36 614	35 757
Dettes totales majorées des capitaux propres	54 968	57 456
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	33,4	37,8
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres (%)	30,6	35,7
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	26,6	32,1

Prix obtenus

Les prix obtenus sont une mesure hors PCGR utilisée par la direction pour mesurer la rentabilité. Les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères sont présentés en fonction des produits bruts, et ils 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 d'exploitation liés à la production. Les prix obtenus du secteur E&P sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétrolifères, après ajustement pour tenir compte des autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les prix obtenus ne sont pas fournis.

Prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères

Pour les trimestres clos les

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 344	3 971	5 315	5 315	634	2 429	3 063	3 063
Ajouter les redevances	155	486	641	641	4	14	18	18
Produits d'exploitation	1 499	4 457	5 956	5 956	638	2 443	3 081	3 081
Autres (pertes) produits	7	4	11	11	(9)	(4)	(13)	(13)
Achats de pétrole brut et de produits	(320)	(87)	(407)	(407)	(128)	(47)	(175)	(175)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(88)	(92)	(180)		(63)	(51)	(114)	
Montant brut réalisé	1 098	4 282	5 380		438	2 341	2 779	
Frais de transport et de distribution	(88)	(205)	(293)	(293)	(256)	(170)	(426)	(426)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ²⁾	—	—	—		189	—	189	
Frais de transport et de distribution nets	(88)	(205)	(293)		(67)	(170)	(237)	
Prix obtenu	1 010	4 077	5 087		371	2 171	2 542	
Volume des ventes (kb/j)	16 260	45 644	61 904		12 837	45 601	58 438	
Prix obtenu par baril	62,05	89,38	82,20		28,90	47,59	43,48	

Pour les exercices clos les

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 092	13 305	18 397	18 397	2 024	8 498	10 522	10 522
Ajouter les redevances	376	1 147	1 523	1 523	19	76	95	95
Produits d'exploitation	5 468	14 452	19 920	19 920	2 043	8 574	10 617	10 617
Autres (pertes) produits	(56)	62	6	6	21	277	298	298
Achats de pétrole brut et de produits	(1 231)	(213)	(1 444)	(1 444)	(702)	(142)	(844)	(844)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(210)	(325)	(535)		(54)	(458)	(512)	
Montant brut réalisé	3 971	13 976	17 947		1 308	8 251	9 559	
Frais de transport et de distribution	(359)	(767)	(1 126)	(1 126)	(476)	(747)	(1 223)	(1 223)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ²⁾	—	—	—		197	—	197	
Frais de transport et de distribution nets	(359)	(767)	(1 126)		(279)	(747)	(1 026)	
Prix obtenu	3 612	13 209	16 821		1 029	7 504	8 533	
Volume des ventes (kb/j)	67 094	169 983	237 077		45 980	171 211	217 191	
Prix obtenu par baril	53,80	77,73	70,96		22,37	43,83	39,29	

1) 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.

2) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente.

Prix obtenus par le secteur E&P

Pour les trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	International	Côte Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	215	324	92	631	193	263	14	470
Ajouter les redevances	—	54	53	107	—	36	49	85
Produits d'exploitation	215	378	145	738	193	299	63	555
Frais de transport et de distribution	(6)	(11)	—	(17)	(7)	(12)	(1)	(20)
Prix obtenu	209	367	145		186	287	62	
Volume de ventes (kb/j)	2 111	3 724			3 511	5 294		
Prix obtenu par baril	100,14	98,42			52,83	54,25		

Pour les exercices clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	International	Côte Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	815	1 447	238	2 500	809	1 058	(111)	1 756
Ajouter les redevances	—	237	241	478	—	94	49	143
Produits d'exploitation	815	1 684	479	2 978	809	1 152	(62)	1 899
Frais de transport et de distribution	(25)	(44)	(43)	(112)	(34)	(65)	(1)	(100)
Prix obtenu	790	1 640	436		775	1 087	(63)	
Volume de ventes (kb/j)	9 616	19 386			15 406	21 879		
Prix obtenu par baril	82,16	84,70			50,28	49,69		

1) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les prix obtenus ne sont pas fournis.

10. Abréviations courantes

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

Unités de mesure

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

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T4	Trimestre clos le 31 décembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
SYN	Cours de référence du pétrole brut synthétique
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

11. Énoncés prospectifs

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves; les répercussions négatives actuelles et potentielles de la pandémie de COVID-19, dont la situation entourant la pandémie et la possibilité que surviennent de prochaines vagues, ainsi que toute politique à l'égard des restrictions commerciales actuelles, des mesures de confinement ou des interdictions visant les rassemblements; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'élaboration et l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et informations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses en immobilisation ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion », « priorité », « stratégie » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- *les attentes de Suncor selon lesquelles elle exploitera l'actif Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % pendant tout l'exercice 2022;*
- *les énoncés concernant la phase 2 de Buzzard, notamment les attentes selon lesquelles ce projet prolongera la durée de production du champ existant et lui permettra d'atteindre sa capacité maximale de production brute de 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) en 2022;*
- *les énoncés concernant la stratégie et les cibles de répartition du capital de Suncor, notamment en ce qui concerne les redistributions aux actionnaires, la réduction de la dette et les dividendes, à savoir les attentes selon lesquelles Suncor continuera à accélérer la réduction de sa dette nette; la Société poursuivra ses progrès vers l'atteinte de sa cible d'endettement net de 12 G\$ à 15 G\$ pour 2025 et l'atteinte de ses cibles de redistributions aux actionnaires afin de démontrer son engagement envers l'affermissement de son bilan financier et la redistribution de trésorerie aux actionnaires;*
- *Suncor mettra l'accent sur la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation ainsi que sur la réduction de ses charges d'exploitation décaissées par baril;*
- *le fait que Suncor s'estime bien placée pour réaliser ses initiatives stratégiques 2022 visant l'excellence opérationnelle, les redistributions aux actionnaires et l'optimisation de ses activités de base existantes, tout en poursuivant la réduction des émissions de carbone dans l'ensemble de la chaîne de valeur, et le fait que Suncor a l'intention de placer la sécurité avant tout et de prioriser sa stratégie d'excellence opérationnelle, soutenue par la fiabilité des actifs et la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation;*
- *les attentes selon lesquelles la Société continuera à mettre l'accent sur l'optimisation des taux d'utilisation des installations de valorisation de Syncrude et du secteur Sables pétrolières en augmentant la marge tirée de la production de pétrole brut synthétique grâce au dynamisme régional des actifs du secteur Sables pétrolières et à la souplesse de son modèle intégré afin d'optimiser le débit de traitement des raffineries;*
- *le fait que Suncor s'estime en bonne position pour accroître sa cadence de production et les ventes de produits raffinés en 2022, et les motifs qui sous-tendent cette idée;*
- *le fait que Suncor est en bonne voie de réaliser, au début de 2022, des synergies brutes annuelles de 100 M\$ pour les coentrepreneurs du projet Syncrude ainsi que des synergies supplémentaires de 200 M\$ prévues en 2022-2023;*
- *les attentes de Suncor à l'égard du projet Terra Nova, notamment en ce qui a trait au projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif, lequel devrait accroître la durée de production d'environ 10 ans et le calendrier des travaux de maintenance de l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova;*

- *les énoncés concernant les initiatives et les investissements stratégiques de Suncor, notamment les attentes selon lesquelles ceux-ci contribueront aux flux de trésorerie disponibles supplémentaires de la Société, le fait que Suncor est d'avis que la mise en œuvre de technologies numériques favorisera l'excellence opérationnelle et dégagera de la valeur au profit de la Société, et le fait que Suncor estime que l'investissement qu'elle a réalisé dans l'usine de biocarburants Recyclage Carbone Varennes viendra compléter ses activités actuelles dans le secteur des biocarburants;*
- *les énoncés concernant la participation de Suncor dans LanzaJet, Inc., y compris les attentes à l'égard de la mise en service vers la fin de 2022 de la bioraffinerie à des fins commerciales, ce qui permettra à Suncor d'offrir de manière durable du carburant d'aviation à faibles émissions aux clients;*
- *les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur les installations de Syncrude, et le moment où ils seront menés.*
- *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 2022, de l'ordre de 4,7 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 ordinaires de la Société pourrait s'avérer un investissement intéressant et avantageux pour la Société et ses actionnaires, et l'attente selon laquelle la décision d'attribuer de la trésorerie au rachat d'actions ne compromettra pas la stratégie de croissance à long terme de la Société, pas plus que le fait que Suncor s'attend à prendre part à un régime d'achat automatique d'actions lié aux rachats réalisés dans le cadre de l'offre publique de rachat le 8 février 2022;*
- *les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne les redevances à la Couronne liées aux activités du secteur Sables pétrolières, les redevances à la Couronne liées à Fort Hills, les redevances à la Couronne liées à Syncrude, les redevances à la Couronne liées à la côte Est du Canada et la charge d'impôt exigible, ainsi que les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial à l'égard du Brent Sullom Voe, du WTI à Cushing, du WCS à Hardisty, de la marge de craquage 2-1-1 au port de New York et du cours au comptant au carrefour AECO.*

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon significative de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs. Le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment. Les résultats financiers et le rendement d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables 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 pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des produits de queue, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les variations des charges d'exploitation, y compris le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; ainsi que la capacité de la Société à mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

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

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change (notamment en raison des effets sur l'offre et la demande de la pandémie de COVID-19 et des actions de l'OPEP+); les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités commerciales et logistiques de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures,

y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent document, 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 document sont formulés à la date de ce document. À moins que les lois sur les valeurs mobilières applicables ne l'exigent, nous n'assumons aucune obligation de mettre à jour publiquement ou de réviser de quelque autre façon ces énoncés prospectifs ou les risques et hypothèses susmentionnés qui influent sur ces énoncés, que ce soit par suite de l'obtention de nouveaux renseignements ou de la survenance d'événements futurs, ou pour toute autre raison.

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3)	11 149	6 615	39 132	24 662
Autres produits (pertes) (note 4)	10	(21)	(31)	390
	11 159	6 594	39 101	25 052
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 070	2 157	13 791	9 112
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾	2 978	2 494	11 366	9 794
Frais de transport et de distribution ¹⁾	380	507	1 479	1 551
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 11)	1 630	2 120	5 850	9 526
Prospection	16	10	47	186
Profit à la cession d'actifs (note 14)	(232)	(8)	(257)	(16)
Charges financières (produits financiers) (note 6)	263	(245)	1 255	996
	9 105	7 035	33 531	31 149
Résultat avant impôt	2 054	(441)	5 570	(6 097)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat				
Exigible	497	51	1 395	(659)
Différé	4	(324)	56	(1 119)
	501	(273)	1 451	(1 778)
Résultat net	1 553	(168)	4 119	(4 319)
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net:				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(28)	(102)	(63)	(22)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net:				
Gain actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 13)	46	(1)	856	(196)
Autres éléments du résultat global	18	(103)	793	(218)
Total du résultat global	1 571	(271)	4 912	(4 537)
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)				
Résultat net – de base et dilué	1,07	(0,11)	2,77	(2,83)
Dividendes en trésorerie	0,42	0,21	1,05	1,10

1) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2020, des montants de 35 M\$ et de 133 M\$ respectivement ont été reclassés des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux aux frais de transport et de distribution. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le résultat net.

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2021	31 décembre 2020
Assets		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents	2 205	1 885
Créances	4 534	3 157
Stocks	4 110	3 617
Impôt sur le résultat à recevoir	128	727
Total de l'actif courant	10 977	9 386
Immobilisations corporelles, montant net (notes 11 et 14)	65 546	68 130
Prospection et évaluation	2 226	2 286
Autres actifs	1 307	1 277
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 523	3 328
Actifs d'impôt différé	160	209
Total de l'actif	83 739	84 616
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dettes à court terme	1 284	3 566
Tranche courante de la dette à long terme (note 6)	231	1 413
Tranche courante des obligations locatives à long terme	310	272
Dettes fournisseurs et charges à payer	6 503	4 684
Tranche courante des provisions	779	527
Impôt à payer	1 292	87
Total du passif courant	10 399	10 549
Dettes à long terme (note 6)	13 989	13 812
Obligations locatives à long terme	2 540	2 636
Autres passifs à long terme (note 13)	2 180	2 840
Provisions (note 12)	8 776	10 055
Impôt sur le résultat différé	9 241	8 967
Capitaux propres	36 614	35 757
Total du passif et des capitaux propres	83 739	84 616

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Activités d'exploitation				
Résultat net	1 553	(168)	4 119	(4 319)
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 11)	1 630	2 120	5 850	9 526
Charge (recouvrement) d'impôt différé	4	(324)	56	(1 119)
Charge de désactualisation (note 6)	77	69	304	278
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains (note 6)	(25)	(602)	(113)	(312)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	50	45	(13)	108
Profit à la cession d'actifs (note 14)	(232)	(8)	(257)	(16)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme (note 6)	—	—	80	—
Rémunération fondée sur des actions	125	95	205	(238)
Prospection	—	—	—	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(76)	(48)	(263)	(231)
Autres	38	42	289	119
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie (note 7)	(529)	(407)	1 507	(1 201)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 615	814	11 764	2 675
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 184)	(967)	(4 555)	(3 926)
Produit de la cession d'actifs	317	60	335	72
Autres placements et acquisitions	(39)	(23)	(28)	(113)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie (note 7)	86	(143)	271	(557)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(820)	(1 073)	(3 977)	(4 524)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(195)	1 091	(2 256)	1 445
Remboursement de la dette à long terme (note 6)	(371)	—	(2 451)	—
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 6)	—	—	1 423	2 634
Paievements au titre de l'obligation locative	(88)	(81)	(325)	(335)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	5	—	8	29
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(639)	—	(2 304)	(307)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(2)	(2)	(9)	(10)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(607)	(320)	(1 550)	(1 670)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 897)	688	(7 464)	1 786
(Diminution) augmentation de la trésorerie et de ses équivalents	(102)	429	323	(63)
Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents	(2)	(33)	(3)	(12)
Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période	2 309	1 489	1 885	1 960
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	2 205	1 885	2 205	1 885
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	345	380	980	1 028
Impôt sur le résultat payé (reçu)	73	(1)	(532)	695

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés des variations des capitaux propres

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
Au 31 décembre 2019	25 167	566	899	15 410	42 042	1 531 874
Résultat net	—	—	—	(4 319)	(4 319)	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(22)	—	(22)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 62 \$	—	—	—	(196)	(196)	—
Total du résultat global	—	—	(22)	(4 515)	(4 537)	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	36	(7)	—	—	29	804
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(124)	—	—	(183)	(307)	(7 527)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	65	—	—	103	168	—
Rémunération fondée sur des actions	—	32	—	—	32	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 670)	(1 670)	—
Au 31 décembre 2020	25 144	591	877	9 145	35 757	1 525 151
Résultat net	—	—	—	4 119	4 119	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(63)	—	(63)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 277 \$ (note 13)	—	—	—	856	856	—
Total du résultat global	—	—	(63)	4 975	4 912	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	8	—	—	—	8	245
Actions ordinaires ayant fait l'objet d'une renonciation	—	—	—	—	—	(186)
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(1 382)	—	—	(922)	(2 304)	(83 959)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(120)	—	—	(110)	(230)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	21	—	—	21	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 550)	(1 550)	—
Au 31 décembre 2021	23 650	612	814	11 538	36 614	1 441 251

Se reporter aux notes annexes.

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 audités 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 certaines 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 audités 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 audités 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 fluctuation 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 de la volatilité de l'économie, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans les notes pertinentes des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2021.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui devrait continuer d'avoir 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 2022.

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 décembre (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
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	4 553	2 301	738	555	6 598	3 853	8	9	11 897	6 718
Produits intersectoriels	1 403	780	—	—	25	23	(1 428)	(803)	—	—
Moins les redevances	(641)	(18)	(107)	(85)	—	—	—	—	(748)	(103)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 315	3 063	631	470	6 623	3 876	(1 420)	(794)	11 149	6 615
Autres produits (pertes)	11	(13)	3	6	(2)	(10)	(2)	(4)	10	(21)
	5 326	3 050	634	476	6 621	3 866	(1 422)	(798)	11 159	6 594
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	407	175	—	—	5 110	2 744	(1 447)	(762)	4 070	2 157
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾	2 134	1 739	96	114	566	472	182	169	2 978	2 494
Frais de transport et de distribution ¹⁾	293	426	17	20	80	72	(10)	(11)	380	507
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 237	1 058	129	835	243	207	21	20	1 630	2 120
Prospection	5	(3)	11	13	—	—	—	—	16	10
(Profit) perte à la cession d'actifs	(4)	1	(227)	—	(1)	(18)	—	9	(232)	(8)
Charges financières (produits financiers)	85	82	5	16	24	11	149	(354)	263	(245)
	4 157	3 478	31	998	6 022	3 488	(1 105)	(929)	9 105	7 035
Résultat avant impôt	1 169	(428)	603	(522)	599	378	(317)	131	2 054	(441)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	284	19	140	17	104	163	(31)	(148)	497	51
Différé	(11)	(154)	(2)	(160)	45	(53)	(28)	43	4	(324)
	273	(135)	138	(143)	149	110	(59)	(105)	501	(273)
Résultat net	896	(293)	465	(379)	450	268	(258)	236	1 553	(168)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	860	628	73	80	188	181	63	78	1 184	967

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 décembre 2020, un montant de 35 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.

Exercices clos les 31 décembre (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
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	15 319	7 792	2 978	1 899	22 808	15 180	28	29	41 133	24 900
Produits intersectoriels	4 601	2 825	—	—	107	92	(4 708)	(2 917)	—	—
Moins les redevances	(1 523)	(95)	(478)	(143)	—	—	—	—	(2 001)	(238)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	18 397	10 522	2 500	1 756	22 915	15 272	(4 680)	(2 888)	39 132	24 662
Autres produits (pertes)	6	298	17	54	(50)	48	(4)	(10)	(31)	390
	18 403	10 820	2 517	1 810	22 865	15 320	(4 684)	(2 898)	39 101	25 052
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 444	844	—	—	16 807	11 243	(4 460)	(2 975)	13 791	9 112
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾	8 056	7 169	429	476	2 019	1 759	862	390	11 366	9 794
Frais de transport et de distribution ¹⁾	1 126	1 223	112	100	282	271	(41)	(43)	1 479	1 551
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 585	6 430	324	2 147	853	867	88	82	5 850	9 526
Prospection	12	57	35	129	—	—	—	—	47	186
(Profit) perte à la cession d'actifs	(4)	(1)	(227)	—	(19)	(24)	(7)	9	(257)	(16)
Charges financières	359	336	53	47	56	37	787	576	1 255	996
	15 578	16 058	726	2 899	19 998	14 153	(2 771)	(1 961)	33 531	31 149
Résultat avant impôt	2 825	(5 238)	1 791	(1 089)	2 867	1 167	(1 913)	(937)	5 570	(6 097)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	729	(645)	473	64	576	325	(383)	(403)	1 395	(659)
Différé	(51)	(797)	33	(321)	113	(24)	(39)	23	56	(1 119)
	678	(1 442)	506	(257)	689	301	(422)	(380)	1 451	(1 778)
Résultat net	2 147	(3 796)	1 285	(832)	2 178	866	(1 491)	(557)	4 119	(4 319)
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	3 168	2 736	270	489	825	515	292	186	4 555	3 926

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 l'exercice clos le 31 décembre 2020, un montant de 133 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 décembre (en millions de dollars)	2021			2020		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétroliers						
Pétrole brut synthétique et diesel	4 457	—	4 457	2 443	—	2 443
Bitume	1 499	—	1 499	638	—	638
	5 956	—	5 956	3 081	—	3 081
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	378	354	732	299	255	554
Gaz naturel	—	6	6	—	1	1
	378	360	738	299	256	555
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 771	—	2 771	1 606	—	1 606
Distillat	2 956	—	2 956	1 727	—	1 727
Autres	896	—	896	543	—	543
	6 623	—	6 623	3 876	—	3 876
Siège social et éliminations						
	(1 420)	—	(1 420)	(794)	—	(794)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	11 537	360	11 897	6 462	256	6 718
Exercices clos les 31 décembre						
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021			2020		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétroliers						
Pétrole brut synthétique et diesel	14 452	—	14 452	8 574	—	8 574
Bitume	5 468	—	5 468	2 043	—	2 043
	19 920	—	19 920	10 617	—	10 617
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 709	1 257	2 966	1 089	806	1 895
Gaz naturel	—	12	12	—	4	4
	1 709	1 269	2 978	1 089	810	1 899
Raffinage et commercialisation						
Essence	9 983	—	9 983	6 585	—	6 585
Distillat	9 832	—	9 832	6 525	—	6 525
Autres	3 100	—	3 100	2 162	—	2 162
	22 915	—	22 915	15 272	—	15 272
Siège social et éliminations						
	(4 680)	—	(4 680)	(2 888)	—	(2 888)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	39 864	1 269	41 133	24 090	810	24 900

4. Autres produits (pertes)

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Activités de négociation de l'énergie				
(Pertes) profits comptabilisés en résultat net	(7)	(26)	43	126
(Pertes) profits à l'évaluation des stocks	(11)	3	(10)	(25)
Gestion du risque lié au prix des marchandises à court terme	(4)	(72)	(198)	49
Produit financier et produits d'intérêts	7	16	64	94
Produit d'assurance ¹⁾	31	47	69	96
Autres	(6)	11	1	50
	10	(21)	(31)	390

1) Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2021 comprennent les produits d'assurance liés à l'interruption à MacKay River et l'exercice clos le 31 décembre 2021 comprend le produit d'assurance lié aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, tous deux dans le secteur Sables pétrolifères. L'exercice clos le 31 décembre 2020 comprend les produits d'assurance liés à l'interruption à MacKay River, dans le secteur Sables pétrolifères.

5. Rémunération fondée sur des actions

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	4	6	21	32
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	121	92	301	(28)
	125	98	322	4

6. Charges financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Intérêts sur la dette	195	218	834	884
Intérêts sur les obligations locatives	39	40	161	166
Intérêts incorporés à l'actif	(38)	(26)	(144)	(120)
Charges d'intérêts	196	232	851	930
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	12	13	51	52
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	15	13	59	54
Charge de désactualisation	77	69	304	278
Profit de change sur la dette libellée en dollars américains	(25)	(602)	(113)	(312)
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	(12)	30	23	(6)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	80	—
	263	(245)	1 255	996

Après le quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé un rachat anticipé de ses billets à 4,50 % en circulation d'une valeur de 182 M\$ US qui devaient initialement arriver à échéance au deuxième trimestre de 2022.

Au cours du quatrième trimestre de 2021, la Société a remboursé ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 300 M\$ US (valeur comptable de 371 M\$) à l'échéance assortis d'un taux d'intérêt de 9,25 %, pour 314 M\$ US (388 M\$), y compris des intérêts courus de 14 M\$ US (17 M\$).

Au cours du troisième trimestre de 2021, la Société a également réalisé un rachat anticipé de ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 750 M\$ US (valeur comptable de 951 M\$) assortis d'un taux d'intérêt de 3,60 % dont l'échéance initiale était établie au 1^{er} décembre 2024 pour un montant de 822 M\$ US (1,0 G\$), y compris des intérêts courus de 9 M\$ US (11 M\$), ce qui a donné lieu à une perte sur extinction de 80 M\$ (60 M\$ après impôt).

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

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

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

La Société a également réalisé un rachat anticipé de ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 220 M\$ US (valeur comptable de 278 M\$) assortis d'un taux d'intérêt de 9,40 % dont l'échéance initiale était établie au 1^{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. Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

(L'augmentation) la diminution du fonds de roulement hors trésorerie est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2021	31 décembre 2020	2021	31 décembre 2020
Créances	(557)	(259)	(1 324)	954
Stocks	(7)	(270)	(551)	121
Dettes fournisseurs et charges à payer ¹⁾	(303)	(213)	1 588	(1 605)
Tranche courante des provisions ¹⁾	20	111	235	122
Impôt à payer (montant net) ²⁾	404	81	1 830	(1 350)
	(443)	(550)	1 778	(1 758)
Attribuable aux				
Activités d'exploitation	(529)	(407)	1 507	(1 201)
Activités d'investissement	86	(143)	271	(557)
	(443)	(550)	1 778	(1 758)

1) Les montants de la période précédente ont été reclassés afin de rendre leur présentation conforme à celle de la période considérée. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, un montant de 133 M\$ a été reclassé des dettes fournisseurs et charges à payer à la tranche courante des provisions. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le fonds de roulement hors trésorerie.

2) Au cours du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2021, l'augmentation de l'impôt à payer était liée essentiellement à la charge d'impôt exigible pour 2021 de la Société, qui est payable au début de 2022.

8. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net	1 553	(168)	4 119	(4 319)
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 452	1 525	1 488	1 526
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	1	—	1	—
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 453	1 525	1 489	1 526
(en dollars par action ordinaire)				
Résultat de base et dilué par action	1,07	(0,11)	2,77	(2,83)

9. Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Au cours du premier trimestre de 2021, la Société a annoncé son intention de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2021 ») afin de racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York (la « NYSE ») ou d'autres systèmes 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 troisième trimestre de 2021, Suncor a reçu l'approbation de la TSX en vue de modifier l'offre publique de rachat de 2021 à compter de la fermeture des marchés le 30 juillet 2021. L'avis modifié prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022 de 44 000 000 actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat n'a été modifiée.

Au cours du quatrième trimestre de 2021, Suncor a reçu l'approbation de la TSX en vue de modifier son offre publique de rachat existante à compter de la fermeture des marchés le 29 octobre 2021. L'avis prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022 de 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 106 700 000 actions ordinaires, soit environ 7 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2021. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat n'a été modifiée.

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2021, la Société a racheté 20,9 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 au prix moyen de 30,65 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 639 M\$. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, la Société a racheté 84,0 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2021 au prix moyen de 27,45 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 2,3 G\$.

Après le quatrième trimestre de 2021, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat visant le rachat d'actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, au plus 71 650 000 de ses actions ordinaires, soit environ 5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation à la date des présentes. Au 31 janvier 2022, Suncor avait 1 435 748 494 actions ordinaires émises et en circulation.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2021	2020	2021	2020
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	20 858	—	83 959	7 527
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	343	—	1 382	124
Résultats non distribués	296	—	922	183
Coût des rachats d'actions	639	—	2 304	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 décembre 2021	31 décembre 2020
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	120	—
Résultats non distribués	110	—
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	230	—

10. 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	178
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice	(155)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2021	(98)

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 décembre 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 décembre 2021, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	35	88	—	123
Dettes fournisseurs	(134)	(87)	—	(221)
	(99)	1	—	(98)

Au cours du quatrième 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 décembre 2021, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 14,2 G\$ (15,2 G\$ au 31 décembre 2020) et sa juste valeur, à 17,4 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.

11. Dépréciation d'actifs

Sables pétroliers

Actifs de Fort Hills

Au cours du quatrième trimestre de 2021, la Société a effectué un test de dépréciation sur l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») Fort Hills en raison des modifications apportées à son plan visant les activités minières. Le test de dépréciation a été effectué au moyen des valeurs recouvrables établies selon la juste valeur diminuée des coûts de cession. Une méthode des flux de trésorerie attendus a été utilisée suivant les hypothèses propres aux actifs ci-après (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3) :

- des cours du Western Canada Select (WCS) prévus de 55,00 \$ US/b en 2022, de 54,57 \$ US/b en 2023 et d'un prix moyen de 50,86 \$ US/b de 2024 à 2031, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2058, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- une quote-part de la Société dans la production allant de 94 000 à 111 000 b/j pour la durée de vie du projet;
- des charges d'exploitation décaissées moyennes allant de 22,00 \$/b à 23,00 \$/b pour la durée de vie du projet (en dollars réels), ce qui reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ajustés pour tenir compte des coûts non liés à la production, y compris la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les produits liés à l'énergie excédentaire produite;
- un taux de change établi à 0,80 \$ US pour un dollar canadien;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 7,5 % (après impôt).

Les facteurs, notamment l'amélioration des cours prévus du WCS au cours des deux prochaines années et l'optimisation du plan visant les activités minières pour exclure les zones à coefficient de recouvrement élevé, ont été contrebalancés par la hausse des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations. La valeur recouvrable de l'UGT Fort Hills s'est établie à 5,5 G\$ au 31 décembre 2021, ce qui signifie qu'aucune perte de valeur ou reprise de perte de valeur n'a été nécessaire.

Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours et aux taux d'actualisation. Une diminution moyenne des cours de 5 % sur la durée de vie du projet se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 1,0 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 0,5 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills.

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 pétroliers.

Exploration et production

Actifs de Terra Nova

Au cours du troisième trimestre de 2021, la Société a conclu une entente avec les copropriétaires du projet Terra Nova en vue de restructurer la propriété du projet et d'aller de l'avant avec le projet de prolonger la durée de vie de l'actif. L'entente a porté la

participation directe de la Société à environ 48 % (auparavant, environ 38 %) et comprend des redevances et un soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. La Société a reçu une contrepartie en trésorerie de 26 M\$ (déduction faite des impôts de 8 M\$) pour l'acquisition de la participation directe supplémentaire de 10 %, qui a été principalement attribuée à l'obligation liée à la mise hors service d'actifs et aux immobilisations corporelles du projet. Par suite de ces événements, la Société a effectué un test de reprise de pertes de valeur à l'égard de l'UGT Terra Nova, puisque la valeur recouvrable de cette UGT était sensible au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador et à la structure des redevances révisée, ce qui a donné lieu à une hausse de la rentabilité et de la valeur économique. Le test de reprise de pertes de valeur a été effectué au moyen des valeurs recouvrables établies selon la juste valeur diminuée des coûts de cession. Une méthode des flux de trésorerie attendus a été utilisée selon les principales hypothèses ci-après (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 10).

À la suite du test de reprise des pertes de valeur, il a été déterminé que les montants recouvrables étaient supérieurs à la valeur comptable de l'UGT Terra Nova. Ainsi, la Société a comptabilisé une reprise de pertes de valeur de 168 M\$ (déduction faite de l'impôt de 53 M\$) au titre de sa quote-part des actifs de Terra Nova dans le secteur Exploration et production au cours du troisième trimestre de 2021. En plus du soutien financier du gouvernement, la valeur recouvrable a été déterminée en fonction des hypothèses propres à l'actif suivantes :

- des cours du Brent prévus de 65,00 \$ US/b en 2023 et de 68,00 \$ US/b en 2024, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2033, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- la remise en service prévu avant la fin de 2022 et la quote-part de la Société dans la production d'environ 6 000 b/j (selon la participation directe précédente de 38 %) au cours de la durée du projet;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT Terra Nova s'établissait à 177 M\$ au 30 septembre 2021.

Aucune autre indication de dépréciation ou de reprise n'a été repérée au 31 décembre 2021.

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.

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 décembre 2021.

12. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 1,3 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 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).

13. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel s'est élevé à 856 M\$ (déduction faite de l'impôt de 277 M\$), en raison principalement d'une augmentation du taux d'actualisation, lequel est passé à 2,90 % (2,50 % au 31 décembre 2020).

14. Vente du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle

Au cours du quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un produit brut de 250 M\$ US, déduction faite des ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt sur la vente estimé d'environ 227 M\$ (227 M\$ après impôt). En outre, une contrepartie éventuelle pouvant atteindre 50 M\$ US est à recevoir au cours du deuxième semestre de 2023. Si, entre

juillet 2021 et juin 2023, le prix moyen du pétrole brut Brent daté est égal ou supérieur à 55 \$ US/baril, un montant de 25 M\$ US est à recevoir; si le prix moyen du pétrole brut Brent daté est égal ou supérieur à 65 \$ US/baril, un montant de 50 M\$ US est à recevoir.

La Société a réalisé la vente le 22 octobre 2021, avec prise d'effet le 1^{er} janvier 2021. Le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle est comptabilisé dans le secteur Exploration et production.

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

Sables pétroliers	Trimestres clos les					Exercices clos les	
	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Volumes de production (kb/j)							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)							
Activités du secteur Sables pétroliers	332,7	221,0	326,8	329,6	309,7	301,6	303,1
Syncrude	182,3	184,5	110,4	190,3	204,6	167,0	163,1
Total de la production de produits valorisés	515,0	405,5	437,2	519,9	514,3	468,6	466,2
Production de bitume non valorisé							
Activités du secteur Sables pétroliers	95,4	148,8	133,2	119,5	94,8	124,9	69,1
Fort Hills	55,5	50,8	45,3	51,2	62,4	50,7	58,1
Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétroliers	150,9	199,6	178,5	170,7	157,2	175,6	127,2
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers							
	665,9	605,1	615,7	690,6	671,5	644,2	593,4
Volume des ventes du secteur Sables pétroliers (kb/j)							
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	496,1	418,6	433,9	515,2	495,6	465,7	467,9
Bitume non valorisé	176,7	194,4	183,5	180,2	139,6	183,8	125,6
Total du volume des ventes du secteur Sables pétroliers	672,8	613,0	617,4	695,4	635,2	649,5	593,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1),A)} (en millions de dollars)							
Charges décaissées	952	884	910	858	900	3 603	3 571
Gaz naturel	193	135	111	115	114	554	363
	1 145	1 019	1 021	973	1 014	4 157	3 934
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1),A)} (\$/b)*							
Charges décaissées	23,40	25,20	21,25	20,60	23,50	22,45	25,60
Gaz naturel	4,70	3,85	2,60	2,70	3,00	3,45	2,60
	28,10	29,05	23,85	23,30	26,50	25,90	28,20
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A)} (en millions de dollars)							
Charges décaissées	214	178	159	156	169	706	657
Gaz naturel	19	14	11	14	13	58	41
	233	192	170	170	182	764	698
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A)} (\$/b)*							
Charges décaissées	41,85	38,00	38,60	33,95	29,40	38,20	30,90
Gaz naturel	3,70	2,90	2,75	3,10	2,15	3,15	1,90
	45,55	40,90	41,35	37,05	31,55	41,35	32,80
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (en millions de dollars)							
Charges décaissées	561	521	493	537	521	2 111	1 974
Gaz naturel	30	22	27	24	22	104	76
	591	543	520	561	543	2 215	2 050
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (\$/b)*							
Charges décaissées	31,80	29,75	47,65	30,85	27,30	33,55	32,55
Gaz naturel	1,70	1,30	2,60	1,40	1,15	1,65	1,25
	33,50	31,05	50,25	32,25	28,45	35,20	33,80

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}	31 déc. 2021	Trimestres clos les				Exercices clos les	
		30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Bitume (\$/b)							
Prix moyen obtenu	67,47	65,53	55,54	47,57	34,06	59,16	28,44
Redevances	(9,50)	(7,99)	(3,65)	(0,83)	(0,25)	(5,53)	(0,32)
Frais de transport et de distribution	(5,42)	(5,62)	(5,34)	(5,04)	(5,16)	(5,36)	(6,07)
Charges d'exploitation nettes	(20,92)	(18,10)	(15,55)	(13,88)	(19,84)	(17,13)	(20,14)
Revenus d'exploitation nets	31,63	33,82	31,00	27,82	8,81	31,14	1,91
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)							
Prix moyen obtenu	93,87	84,80	81,34	69,40	51,34	82,24	48,19
Redevances	(10,64)	(9,33)	(4,01)	(3,10)	(0,31)	(6,75)	(0,45)
Frais de transport et de distribution	(4,49)	(4,59)	(4,84)	(4,18)	(3,75)	(4,51)	(4,36)
Charges d'exploitation nettes	(29,34)	(33,44)	(32,04)	(26,64)	(26,94)	(30,16)	(29,45)
Revenus d'exploitation nets	49,40	37,44	40,45	35,48	20,34	40,82	13,93
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)							
Prix moyen obtenu	86,94	78,69	73,67	63,73	47,54	75,71	44,01
Redevances	(10,36)	(8,91)	(3,90)	(2,50)	(0,31)	(6,41)	(0,44)
Frais de transport et de distribution	(4,74)	(4,91)	(4,99)	(4,41)	(4,06)	(4,75)	(4,72)
Charges d'exploitation nettes	(27,13)	(28,58)	(27,14)	(23,34)	(25,38)	(26,48)	(27,48)
Revenus d'exploitation nets	44,71	36,29	37,64	33,48	17,79	38,07	11,37

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

B) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Exploration et production	31 déc. 2021	Trimestres clos les				Exercices clos les	
		30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Volumes de production							
Exploration et production – Canada (kb/j)	47,6	54,4	57,5	58,0	56,8	54,4	59,7
Exploration et production – International (kbep/j)	29,8	39,1	26,5	37,3	40,9	33,1	42,0
Total des volumes de production (kbep/j)	77,4	93,5	84,0	95,3	97,7	87,5	101,7
Total des volumes des ventes (kbep/j)	67,2	76,3	103,8	84,2	98,8	82,8	102,6
Revenus nets ^{A),B)}							
Côte Est du Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu	101,87	92,88	82,24	76,09	56,44	87,04	52,62
Redevances	(14,59)	(11,88)	(13,26)	(9,24)	(6,83)	(12,20)	(4,30)
Frais de transport et de distribution	(3,45)	(2,65)	(1,59)	(2,18)	(2,19)	(2,34)	(2,93)
Charges d'exploitation	(13,42)	(12,87)	(10,27)	(11,27)	(12,21)	(11,74)	(12,23)
Revenus d'exploitation nets	70,41	65,48	57,12	53,40	35,21	60,76	33,16
International à l'exclusion de la Libye (\$/bep)							
Prix moyen obtenu	102,80	89,19	80,41	72,05	54,93	84,76	52,51
Frais de transport et de distribution	(2,66)	(3,90)	(1,59)	(2,54)	(2,10)	(2,60)	(2,23)
Charges d'exploitation	(10,19)	(10,30)	(13,20)	(8,05)	(7,51)	(10,40)	(7,06)
Revenus d'exploitation nets	89,95	74,99	65,62	61,46	45,32	71,76	43,22

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

B) 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)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les					Exercices clos les	
	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Ventes de produits raffinés (kb/j)	550,1	551,5	463,3	548,1	508,8	528,4	503,4
Pétrole brut traité (kb/j)	447,0	460,3	325,3	428,4	438,0	415,5	407,0
Volumes des ventes liées aux activités de vente (ML)	5 359	5 414	4 791	4 866	4 918	20 430	19 503
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	99	70	92	95	89	88
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b)^{A)}	33,60	35,75	38,00	40,75	25,75	36,85	25,30
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b)^{A)}	30,00	33,80	29,05	30,30	25,05	30,90	28,65
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{A),B)}	6,40	7,10	8,30	6,75	7,70	7,10	7,10
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A)}	6,10	5,45	6,65	5,75	5,20	5,95	5,50
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{A),B)}	2,95	2,80	3,10	2,80	3,00	2,90	2,95
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	113,5	114,1	97,5	115,6	105,5	110,2	103,6
Distillat	103,1	93,7	86,4	95,8	94,9	94,7	91,9
Total des ventes de carburants de transport	216,6	207,8	183,9	211,4	200,4	204,9	195,5
Produits pétrochimiques	13,8	10,3	12,4	12,9	8,9	12,4	9,1
Asphalte	20,6	22,4	16,5	12	15,9	17,9	14,9
Autres	21,2	21,7	15,4	25,6	24,3	21,0	23,5
Total des ventes de produits raffinés	272,2	262,2	228,2	261,9	249,5	256,2	243,0
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	214,3	212,3	183,7	200,5	212,6	202,8	201,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	96	83	90	96	91	91
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	119,2	122,4	103,5	117,0	107,4	115,6	110,5
Distillat	134,8	140,1	110,5	149,9	128,0	133,8	123,8
Total des ventes de carburants de transport	254,0	262,5	214,0	266,9	235,4	249,4	234,3
Asphalte	10,1	13,8	8,8	6,0	9,9	9,7	12,6
Autres	13,8	13,0	12,3	13,3	14,0	13,1	13,5
Total des ventes de produits raffinés	277,9	289,3	235,1	286,2	259,3	272,2	260,4
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	232,7	248,0	141,6	227,9	225,4	212,7	206,0
Utilisation de la capacité de raffinage ^{C)} (%)	95	102	58	93	94	87	86

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

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

C) 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 d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères^{A),B)}

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

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2021			30 septembre 2021		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 344	3 971	5 315	1 478	2 995	4 473
Plus les redevances	155	486	641	145	359	504
Produits d'exploitation	1 499	4 457	5 956	1 623	3 354	4 977
Autres (pertes) produits	7	4	11	1	75	76
Achats de pétrole brut et de produits	(320)	(87)	(407)	(387)	(55)	(442)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(88)	(92)		(65)	(109)	
Montant brut réalisé	1 098	4 282		1 172	3 265	
Redevances	(155)	(486)	(641)	(145)	(359)	(504)
Frais de transport et de distribution	(88)	(205)	(293)	(100)	(177)	(277)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(434)	(1 700)	(2 134)	(422)	(1 582)	(2 004)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾	94	361		99	294	
Charges d'exploitation nettes	(340)	(1 339)		(323)	(1 288)	
Revenus d'exploitation nets	515	2 252		604	1 441	
Volumes de ventes (kb)	16 260	45 644		17 888	38 507	
Revenus d'exploitation nets par baril	31,63	49,40		33,82	37,44	

Pour les trimestres clos les	30 juin 2021			31 mars 2021		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 280	3 136	4 416	990	3 203	4 193
Plus les redevances	62	158	220	14	144	158
Produits d'exploitation	1 342	3 294	4 636	1 004	3 347	4 351
Autres (pertes) produits	(71)	(8)	(79)	7	(9)	(2)
Achats de pétrole brut et de produits	(321)	(24)	(345)	(203)	(47)	(250)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(22)	(50)		(35)	(74)	
Montant brut réalisé	928	3 212		773	3 217	
Redevances	(62)	(158)	(220)	(14)	(144)	(158)
Frais de transport et de distribution	(89)	(191)	(280)	(82)	(194)	(276)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(360)	(1 585)	(1 945)	(325)	(1 648)	(1 973)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾	101	317		100	413	
Charges d'exploitation nettes	(259)	(1 268)		(225)	(1 235)	
Revenus d'exploitation nets	518	1 595		452	1 644	
Volumes de ventes (kb)	16 700	39 489		16 246	46 343	
Revenus d'exploitation nets par baril	31,00	40,45		27,82	35,48	

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.

B) 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 d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}

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

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2020		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	634	2 429	3 063
Plus les redevances	4	14	18
Produits d'exploitation	638	2 443	3 081
Autres (pertes) produits	(9)	(4)	(13)
Achats de pétrole brut et de produits	(128)	(47)	(175)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(63)	(51)	
Montant brut réalisé	438	2 341	
Redevances	(4)	(14)	(18)
Frais de transport et de distribution	(256)	(170)	(426)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ³⁾	189	—	
Frais de transport et de distribution nets	(67)	(170)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(261)	(1 478)	(1 739)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾	6	250	
Charges d'exploitation nettes	(255)	(1 228)	
Revenus d'exploitation nets	112	929	
Volumes de ventes (kb)	12 837	45 601	
Revenus d'exploitation nets par baril	8,81	20,34	

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.

B) 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 d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}

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

Pour les exercices clos les	31 décembre 2021			31 décembre 2020		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 092	13 305	18 397	2 024	8 498	10 522
Plus les redevances	376	1 147	1 523	19	76	95
Produits d'exploitation	5 468	14 452	19 920	2 043	8 574	10 617
Autres (pertes) produits	(56)	62	6	21	277	298
Achats de pétrole brut et de produits	(1 231)	(213)	(1 444)	(702)	(142)	(844)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(210)	(325)		(54)	(458)	
Montant brut réalisé	3 971	13 976		1 308	8 251	
Redevances	(376)	(1 147)	(1 523)	(19)	(76)	(95)
Ajustement lié aux redevances	—	—		4	—	
Redevances nettes	(376)	(1 147)		(15)	(76)	
Frais de transport et de distribution	(359)	(767)	(1 126)	(476)	(747)	(1 223)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ³⁾	—	—		197	—	
Frais de transport et de distribution nets	(359)	(767)		(279)	(747)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 541)	(6 515)	(8 056)	(1 029)	(6 140)	(7 169)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁴⁾	394	1 385		103	1 099	
Charges d'exploitation nettes	(1 147)	(5 130)		(926)	(5 041)	
Revenus d'exploitation nets	2 089	6 932		88	2 387	
Volumes de ventes (kb)	67 094	169 983		45 980	171 211	
Revenus d'exploitation nets par baril	31,14	40,82		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.

B) 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 décembre 2021				30 septembre 2021			
	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	215	324	92	631	185	372	78	635
Plus les redevances	—	54	53	107	—	55	54	109
Produits d'exploitation	215	378	145	738	185	427	132	744
Redevances	—	(54)	(53)	(107)	—	(55)	(54)	(109)
Frais de transport et de distribution	(6)	(11)	—	(17)	(8)	(13)	(2)	(23)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(28)	(61)	(7)	(96)	(29)	(66)	(6)	(101)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	8	11			7	9		
Revenus d'exploitation nets	189	263			155	302		
Volumes de ventes (kbep)	2 111	3 724			2 058	4 613		
Revenus d'exploitation nets par baril	89,95	70,41			74,99	65,48		

Pour les trimestres clos les	30 juin 2021				31 mars 2021			
	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	211	434	43	688	204	317	25	546
Plus les redevances	—	84	134	218	—	44	—	44
Produits d'exploitation	211	518	177	906	204	361	25	590
Redevances	—	(84)	(134)	(218)	—	(44)	—	(44)
Frais de transport et de distribution	(4)	(10)	(6)	(20)	(7)	(10)	(35)	(52)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(43)	(75)	(4)	(122)	(33)	(66)	(11)	(110)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	8	11			10	12		
Revenus d'exploitation nets	172	360			174	253		
Volumes de ventes (kbep)	2 619	6 301			2 828	4 748		
Revenus d'exploitation nets par baril	65,62	57,12			61,46	53,40		

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 le trimestre clos le	31 décembre 2020			Secteur E&P
	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	193	263	14	470
Plus les redevances	—	36	49	85
Produits d'exploitation	193	299	63	555
Redevances	—	(36)	(49)	(85)
Frais de transport et de distribution	(7)	(12)	(1)	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(71)	(11)	(114)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	5	6		
Revenus d'exploitation nets	159	186		
Volumes de ventes (kbep)	3 511	5 294		
Revenus d'exploitation nets par baril	45,32	35,21		

Pour les exercices clos les	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres ⁵⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	815	1 447	238	2 500	809	1 058	(111)	1 756
Plus les redevances	—	237	241	478	—	94	49	143
Produits d'exploitation	815	1 684	479	2 978	809	1 152	(62)	1 899
Redevances	—	(237)	(241)	(478)	—	(94)	(49)	(143)
Frais de transport et de distribution	(25)	(44)	(43)	(112)	(34)	(65)	(1)	(100)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(133)	(268)	(28)	(429)	(131)	(301)	(44)	(476)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	33	43			21	33		
Revenus d'exploitation nets	690	1 178			665	725		
Volumes de ventes (kbep)	9 616	19 386			15 406	21 879		
Revenus d'exploitation nets par baril	71,76	60,76			43,22	33,16		

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

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation

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

Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation	Trimestres clos les					Exercices clos les	
	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	31 déc. 2021	31 déc. 2020
Produits d'exploitation	6 623	6 341	4 938	5 013	3 876	22 915	15 272
Achats de pétrole brut et de produits	(5 110)	(4 710)	(3 712)	(3 275)	(2 744)	(16 807)	(11 243)
	1 513	1 631	1 226	1 738	1 132	6 108	4 029
Autres (pertes) produits	(2)	(9)	6	(45)	(10)	(50)	48
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	(14)	(13)	(14)	(13)	(14)	(54)	(57)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 497	1 609	1 218	1 680	1 108	6 004	4 020
Production des raffineries (kb) ^{B)}	44 575	45 026	32 050	41 211	43 036	162 862	158 991
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	33,60	35,75	38,00	40,75	25,75	36,85	25,30
Ajustement au titre de la méthode PEPS et au titre des activités de gestion du risque à court terme ^{B)}	(161)	(91)	(288)	(432)	(30)	(972)	532
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A)}	1 336	1 518	930	1 248	1 078	5 032	4 552
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	30,00	33,80	29,05	30,30	25,05	30,90	28,65
Marge brute liée aux activités de vente ^{D)}							
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 497	1 609	1 218	1 680	1 108	6 004	4 020
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 154)	(1 225)	(820)	(1 351)	(728)	(4 550)	(2 634)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	343	384	398	329	380	1 454	1 386
Volumes des ventes (ML)	5 359	5 414	4 791	4 866	4 918	20 430	19 503
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	6,40	7,10	8,30	6,75	7,70	7,10	7,10
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage et des charges d'exploitation liées aux activités de vente							
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{E)}	566	502	472	479	472	2 019	1 759
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),D),10)}	A	159	151	148	148	594	572
Moins les autres charges d'exploitation ¹¹⁾		135	105	111	106	457	313
Charges d'exploitation de raffinage ^{A)}	B	272	246	213	237	968	874
Production des raffineries (kb) ^{B)}	C	44 575	45 026	32 050	41 211	162 862	158 991
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	B/C	6,10	5,45	6,65	5,75	5,20	5,95
Volumes des ventes (ML)	D	5 359	5 414	4 791	4 866	4 918	20 430
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A),D)}	A/D	2,95	2,80	3,10	2,80	3,00	2,95

A) Mesures financières hors PCGR ou comprend des 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.

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

C) 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.

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

E) 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

Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ^{A),12)}

(\$ US/b, sauf indication contraire) (moyenne pour les trimestres et les exercices clos les)	31 déc. 2021	Trimestres clos les			31 déc. 2020	Exercices clos les		
		30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021		31 déc. 2021	31 déc. 2020	
Pétrole brut WTI à Cushing	77,15	70,55	66,05	57,80	42,65	67,95	39,40	
Pétrole brut SYN à Edmonton	75,35	68,95	66,40	54,30	39,60	66,30	36,25	
WCS à Hardisty	62,50	56,95	54,60	45,40	33,35	54,90	26,85	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	20,65	20,90	20,35	15,60	9,85	19,40	11,75	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	16,90	20,45	20,25	13,40	7,95	17,75	8,05	
Valeur du produit								
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %	39,10	36,60	34,55	29,35	21,00	34,95	20,45
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)}	40 %	37,60	36,40	34,50	28,50	20,25	34,30	19,00
WTI	20 %	15,45	14,10	13,20	11,55	8,55	13,60	7,90
Facteur saisonnier		6,50	5,00	5,00	6,50	6,50	5,75	5,75
		98,65	92,10	87,25	75,90	56,30	88,60	53,10
Valeur du pétrole brut								
SYN	40 %	30,15	27,60	26,55	21,70	15,85	26,50	14,50
WCS	40 %	25,00	22,80	21,85	18,15	13,35	21,95	10,75
WTI	20 %	15,45	14,10	13,20	11,55	8,55	13,60	7,90
		70,60	64,50	61,60	51,40	37,75	62,05	33,15
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor		28,05	27,60	25,65	24,50	18,55	26,55	19,95
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b) ^{A)}		35,35	34,80	31,50	31,05	24,50	33,30	26,75

A) 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.

B) 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.

C) 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.

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

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

Information relative au sommaire des résultats d'exploitation

Mesures financières hors PCGR

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

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

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

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

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

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

Définitions

- 1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, la Subvention salariale d'urgence du Canada (la « SSUC ») et les coûts liés à la COVID-19, les frais de recherche, les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, ii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iii) des frais de démarrage de projets, et iv) de l'incidence de la variation des niveaux des stocks et de l'évaluation des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion.
- 2) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 3) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente.
- 4) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 5) Reflète les ajustements pour tenir compte des redevances qui ne sont pas liées aux produits tirés du pétrole brut.

- 6) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 8) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle et l'incidence de la dépréciation des stocks.
- 9) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 10) Les produits d'exploitation liés aux activités de vente, les autres produits moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 11) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'éthanol, certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage, ainsi que les montants au titre de la SSUC.
- 12) Afin de refléter les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique qui se rapproche de la marge brute réalisée sur cinq barils de pétrole brut de différentes qualités, lesquels sont raffinés pour produire deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte tenu des activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente de la Société, mais compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit est tributaire de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier constitue une estimation et rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur brute est influencée par les cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Notes explicatives

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

Abréviations

b	-	baril
b/j	-	barils par jour
kb	-	milliers de barils
kb/j	-	milliers de barils par jour
bep	-	barils équivalent pétrole
bep/j	-	barils équivalent pétrole par jour
kbep	-	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	-	milliers de barils équivalent pétrole par jour
c/l	-	cents par litre
ML	-	millions de litres
WTI	-	West Texas Intermediate
SYN	-	cours de référence du pétrole brut synthétique
WCS	-	Western Canadian Select

Conversion au système métrique

1 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