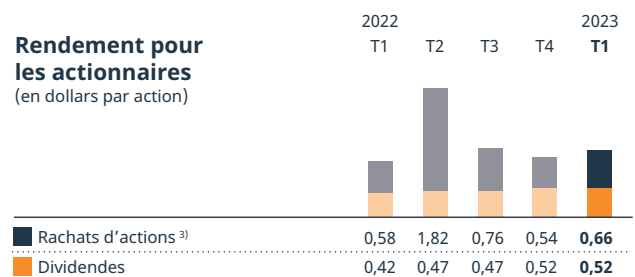
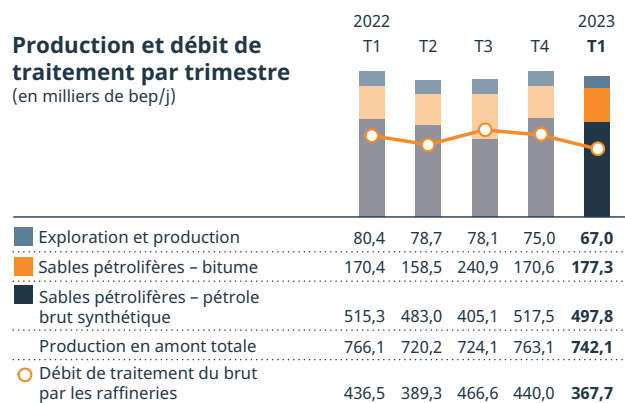
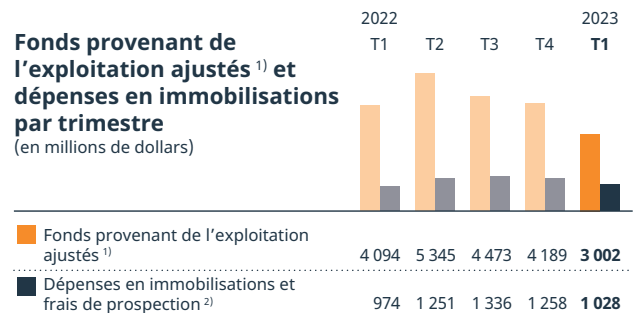
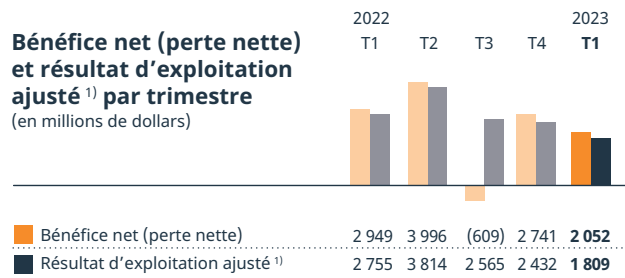


Rapport aux actionnaires pour le premier trimestre de 2023



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 Énergie 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 et les autres mesures financières » du rapport de gestion de Suncor (le « rapport de gestion ») daté du 8 mai 2023. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

- **La Société a généré des fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ de 3,0 G\$ et un résultat d'exploitation ajusté¹⁾ de 1,8 G\$, en plus de redistribuer près de 1,6 G\$ aux actionnaires.**
- **La Société a affiché une production en amont totale de 742 100 barils d'équivalent pétrole par jour (bep/j) et un débit de traitement des raffineries de 367 700 barils par jour (b/j), la raffinerie de Commerce City ayant été remise en service à la fin de mars.**
- **La rationalisation du portefeuille s'est poursuivie avec la réalisation de la vente d'actifs éoliens et solaires et l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. De plus, la Société a conclu un accord visant la vente de son portefeuille du secteur Exploration et production (« E&P ») au Royaume-Uni.**
- **La Société a annoncé un accord visant l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies, y compris la participation directe résiduelle dans Fort Hills et une participation directe de 50 % dans l'actif *in situ* Surmont.**



- 1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du rapport de gestion et au rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ci-après pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation ajusté.
- 2) Exclut les intérêts incorporés à l'actif. Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 19 M\$ au premier trimestre de 2022, de 36 M\$ au deuxième trimestre de 2022, de 38 M\$ au troisième trimestre de 2022, de 40 M\$ au quatrième trimestre de 2022 et de 42 M\$ au premier trimestre de 2023.
- 3) Les rachats d'actions par action correspondent au coût total des rachats d'actions divisé par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période applicable.

- Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 3,002 G\$ (2,26 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, comparativement à 4,094 G\$ (2,86 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et a redistribué environ 1,6 G\$ de valeur aux actionnaires au moyen de rachats d'actions totalisant 874 M\$ et du paiement de dividendes de 690 M\$. Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 1,039 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 3,072 G\$ (2,14 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le résultat d'exploitation ajusté s'est établi à 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,755 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Suncor a inscrit un bénéfice net de 2,052 G\$ (1,54 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,949 G\$ (2,06 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La production totale du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 675 100 b/j au premier trimestre de 2023, ce qui comprenait des volumes trimestriels records issus des activités *in situ*, comparativement à 685 700 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse de la production étant attribuable à la diminution de la production de pétrole brut synthétique, en partie contrebalancée par la hausse de la production de bitume non valorisé.
- Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a finalisé la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut de 730 M\$ ainsi que l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour 712 M\$. Toujours au cours du premier trimestre de 2023, la Société a conclu un accord visant la vente du portefeuille d'actifs au Royaume-Uni de son secteur E&P pour un produit brut d'environ 1,2 G\$, y compris une contrepartie éventuelle d'environ 338 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La vente est soumise à l'approbation des organismes de réglementation et devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2023.
- Après la clôture du premier trimestre de 2023, Suncor a conclu un accord visant l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »), qui détient une participation directe de 31,23 % dans Fort Hills, une participation directe de 50 % dans l'actif *in situ* Surmont (« Surmont »), ainsi que certains autres actifs connexes. L'acquisition sera réalisée en échange d'une contrepartie en trésorerie de 5,5 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, avec une possibilité de paiements supplémentaires d'un montant total maximal de 600 M\$. La transaction prendra effet le 1^{er} avril 2023 et devrait être finalisée au troisième trimestre de 2023, sous réserve des droits de préemption, de l'approbation des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture.
- Le conseil d'administration de Suncor a nommé Rich Kruger à titre de nouveau président et chef de la direction de la Société avec prise d'effet le 3 avril 2023. M. Kruger s'est également joint au conseil d'administration de Suncor.

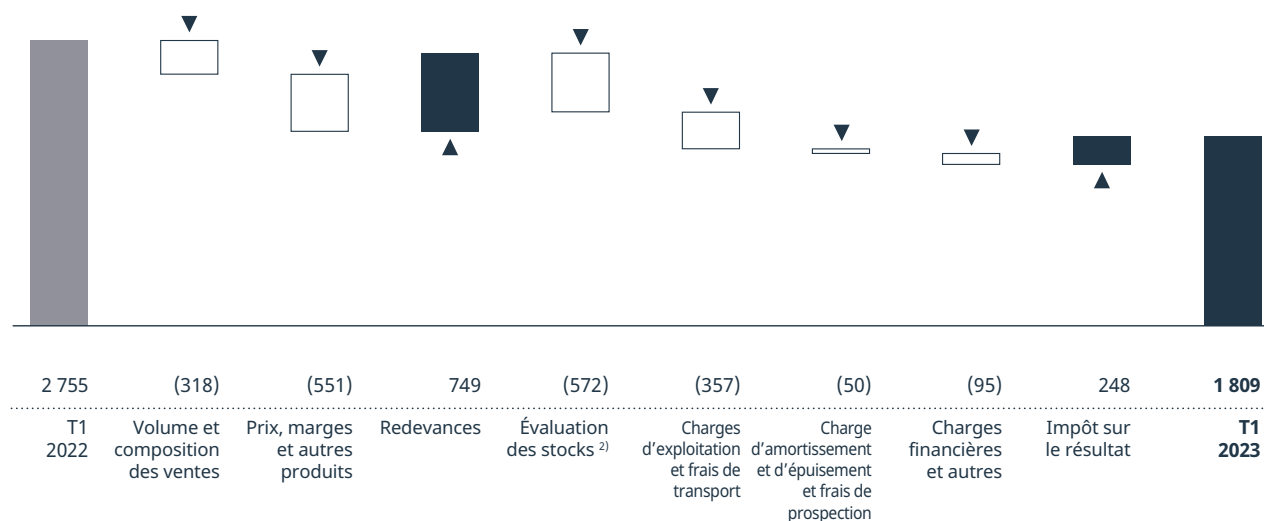
« Je suis ravi de travailler avec l'équipe dévouée de Suncor ainsi que de diriger une entreprise qui possède une longue et fructueuse histoire et qui bénéficie d'une base d'actifs uniques, physiquement intégrés et de grande qualité », a déclaré Rich Kruger, président et chef de la direction de Suncor. « Mon objectif est de permettre à Suncor de redevenir un chef de file du secteur en mettant l'accent sur les éléments fondamentaux que sont la sécurité, l'excellence opérationnelle, la fiabilité et la rentabilité pour veiller à ce que la Société dégage des rendements accrus à long terme pour les actionnaires. »

Résultats financiers

Résultat d'exploitation ajusté

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est établi à 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,755 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut, de l'augmentation des charges d'exploitation et de la diminution de la production en amont et du débit de traitement des raffineries, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des prix obtenus pour les produits raffinés, la diminution des redevances et l'impôt sur le résultat. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également la baisse des cours de référence du pétrole brut au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une hausse des cours de référence au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une perte liée à la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au premier trimestre de 2023, comparativement à un profit important au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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



- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et la tranche réalisée des activités de gestion du risque marchandises présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), ainsi que les modifications au profit intersectoriel éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net de 2,052 G\$ (1,54 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,949 G\$ (2,06 \$ 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 mentionnés ci-dessus, le bénéfice net du premier trimestre de 2023 tient compte d'un profit de 302 M\$ découlant de la vente des actifs éoliens et solaires de la Société, d'une perte latente de 18 M\$ sur les activités de gestion des risques comptabilisée dans les autres produits (pertes), d'une perte de change latente de 3 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisée dans les charges financières et d'une charge d'impôt sur le résultat de 38 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent de 146 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisée dans les charges financières, d'un profit latent de 75 M\$ sur les activités de gestion des risques comptabilisé dans les autres produits (pertes) et d'une charge d'impôt sur le résultat de 27 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Bénéfice net	2 052	2 949
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	3	(146)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	18	(75)
Profit sur cession importante	(302)	—
Charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	38	27
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 809	2 755

1) Mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés avant impôt et ajustés pour tenir compte de l'impôt sur le résultat présenté au poste « Charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté ». Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du rapport de gestion.

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 3,002 G\$ (2,26 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 4,094 G\$ (2,86 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. 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 liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 1,039 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 3,072 G\$ (2,14 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une sortie de trésorerie plus importante liée aux soldes du fonds de roulement de la Société au cours du premier trimestre de 2023 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les sorties de fonds au premier trimestre de 2023 s'expliquent principalement par les paiements d'impôt sur le résultat effectués au titre de la charge d'impôt sur le résultat de 2022 de la Société ainsi que par le calendrier des paiements de taxes à la consommation et de redevances.

Résultats d'exploitation

La production en amont totale de Suncor s'est chiffrée à 742 100 bep/j au premier trimestre de 2023, contre 766 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 497 800 b/j pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 515 300 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 93 % enregistré au premier trimestre de 2023, qui reflète l'incidence des travaux de maintenance non planifiés exécutés au cours du trimestre, contre 96 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a tiré parti de la polyvalence de ses actifs et de leur intégration à l'échelle régionale, au moyen de transferts internes entre les actifs, pour atténuer les répercussions des travaux de maintenance menés au cours de la période.

La production de bitume non valorisé de la Société s'est accrue pour s'établir à 177 300 b/j au premier trimestre de 2023, contre 170 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient compte de la production trimestrielle record provenant des actifs *in situ* de la Société. Cette croissance de la production de bitume non valorisé mis sur le marché tient notamment à l'incidence des volumes de bitume traités aux installations de valorisation, qui ont été moins élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. À Fort Hills, la production du premier trimestre de 2023 a été de 69 200 b/j, comparativement à 87 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine, qui se déroule actuellement comme prévu. Cette baisse a été partiellement compensée par la hausse de la production liée à l'acquisition par la Société d'une participation directe supplémentaire qui a pris effet le 2 février 2023.

La production du secteur E&P a été de 67 000 bep/j au cours du premier trimestre de 2023, comparativement à 80 400 bep/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la déplétion naturelle et la vente d'actifs du secteur E&P International.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 367 700 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 79 % au premier trimestre de 2023, contre 436 500 b/j et 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la diminution étant principalement attribuable à l'exécution de travaux de réparation à la raffinerie de la Société située à Commerce City et au redémarrage graduel des activités qui a suivi, l'actif ayant été remis en service avant la fin du trimestre. Le taux d'utilisation des raffineries canadiennes de la Société s'est chiffré à 94 % au premier trimestre de 2023, en comparaison de 98 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les ventes de produits raffinés au premier trimestre de 2023 se sont établies à 514 800 b/j, en comparaison de 551 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution du débit de traitement du brut à la raffinerie de Commerce City de la Société au cours du trimestre à l'étude.

« Pendant les premières semaines suivant ma prise de fonction, j'ai passé un certain temps à nos principales installations d'exploitation afin de me familiariser avec nos activités et notre main-d'œuvre et d'obtenir une vue d'ensemble de nos capacités », a déclaré M. Kruger. « Notre performance sur le plan de l'exploitation au premier trimestre souligne l'importance de mettre en œuvre les éléments fondamentaux de notre entreprise, et à l'avenir, en plus de la sécurité et de l'excellence opérationnelle, je m'emploierai à maximiser la fiabilité et la performance financière de chaque actif. »

Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société s'est élevé à 3,424 G\$ au premier trimestre de 2023, contre 3,088 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement d'une hausse des coûts liés aux travaux de maintenance, y compris les répercussions des travaux de réparation effectués à la raffinerie de Commerce City de la Société, des pressions inflationnistes, de l'intensification des activités minières et de la participation directe supplémentaire de la Société dans Fort Hills, en partie contrebalancées par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions. L'exposition de la Société aux coûts des marchandises qui sont inscrits dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux est partiellement contrebalancée par les produits des ventes d'électricité qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation.

Mise à jour concernant la stratégie

« Pour Suncor, mon principal objectif est d'afficher un rendement digne d'un chef de file de son secteur. Je crois que nous pouvons y parvenir en favorisant la clarté et la simplification dans l'ensemble de l'organisation, et en mettant l'accent sur les éléments fondamentaux que sont la sécurité, l'excellence opérationnelle, la fiabilité et la rentabilité », a déclaré M. Kruger.

La Société continue de prendre des décisions disciplinées en vue de rationaliser son portefeuille afin d'améliorer sa composition et de permettre à la Société d'affecter les ressources aux actifs essentiels de grande valeur et d'ainsi maximiser le rendement pour les actionnaires. Le 2 février 2023, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 712 M\$, ce qui a porté la participation directe globale de la Société et de ses filiales dans Fort Hills à 68,76 %. Après la clôture du premier trimestre de 2023, Suncor a conclu un accord visant l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies Canada, qui détient une participation directe de 31,23 % dans Fort Hills, une participation directe de 50 % dans Surmont dans la région de Fort McMurray, ainsi que certains autres actifs connexes. L'acquisition sera réalisée en échange d'une contrepartie en trésorerie de 5,5 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, avec une possibilité de paiements supplémentaires d'un montant total maximal de 600 M\$ expirant après cinq ans et conditionnels à l'atteinte de certaines cibles en matière de prix de référence du WCS et de production. Sous réserve de sa conclusion, la transaction prendra effet le 1^{er} avril 2023. Le projet *in situ* Surmont est exploité par ConocoPhillips Canada, qui détient la participation directe résiduelle de 50 %. Aux termes des ententes de coentreprise

de Surmont, ConocoPhillips Canada possède certains droits de préemption, y compris un droit de premier refus à l'égard de la participation directe de 50 % dans Surmont. La réalisation de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2023 et est assujettie à la renonciation au droit de premier refus à l'égard de la participation directe dans Surmont et à d'autres conditions de clôture habituelles, y compris les approbations réglementaires.

À la clôture de la transaction, Suncor deviendra le seul propriétaire et exploitant de Fort Hills. La transaction, conjointement avec l'acquisition précédente d'une participation de 14,65 % dans Fort Hills auprès de Teck Resources Limited au premier trimestre de 2023, ajoute environ 163 000 b/j à la capacité de production de bitume du portefeuille de Suncor. La capacité de production de bitume additionnelle fait progresser la stratégie d'approvisionnement en bitume à long terme de la Société en prévision du moment où la mine de base de la Société arrivera en fin de vie. La Société détient la totalité des actifs de Fort Hills, de Firebag et de MacKay River. Ainsi, les actifs régionaux du secteur Sables pétrolifères de la Société fournissent suffisamment de bitume pour continuer à faire fonctionner les installations de valorisation de l'usine de base à plein régime après l'arrivée en fin de vie de la mine de base, qui est prévue pour le milieu de la décennie 2030. De plus, l'augmentation des volumes de production permettra à la Société de bénéficier immédiatement de flux de trésorerie supplémentaires.

La Société a l'intention de financer l'acquisition principalement au moyen de l'émission de titres d'emprunt. Par conséquent, la Société prévoit maintenir ses niveaux actuels de répartition du capital, en attribuant les fonds excédentaires de manière égale entre le remboursement de la dette et les rachats d'actions. Si l'acquisition se réalise comme prévu, le conseil d'administration de Suncor a l'intention de hausser le dividende trimestriel d'environ 10 % après la clôture de la transaction.

Dans le secteur E&P, au cours du premier trimestre de 2023, la Société a conclu un accord visant la vente de son portefeuille d'actifs au Royaume-Uni pour un produit brut d'environ 1,2 G\$, ce qui comprend une contrepartie éventuelle d'environ 338 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La vente est soumise à l'approbation des organismes de réglementation et devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2023. Au cours de la même période, la Société a mené à terme la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut de 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt sur la vente d'environ 260 M\$.

L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova a regagné le littoral canadien au premier trimestre de 2023. La reprise des activités de l'unité Terra Nova a été repoussée car la Société a relevé d'autres travaux de maintenance et de mise en service nécessaires, qui sont actuellement en cours à quai, afin de s'assurer que l'actif est pleinement fiable et sécuritaire avant d'être remis en service.

Pour ce qui est des activités en aval, la Société a conclu au premier trimestre de 2023 un accord de copropriété avec North Atlantic, exploitant de premier plan de stations-service et de dépanneurs au Canada atlantique, afin de regrouper les réseaux de distribution au détail de carburant. Le réseau regroupé compte 110 emplacements dans trois provinces de l'Atlantique et comprendra le repositionnement de marque de certains emplacements de North Atlantic à la marque Petro-Canada^{MC}. De plus, après le premier trimestre de 2023, Petro-Canada^{MC} et La Société Canadian Tire ont annoncé un nouveau partenariat. Ce partenariat entraînera le repositionnement de marque de plus de 200 emplacements de vente au détail de carburant de La Société Canadian Tire à la marque Petro-Canada^{MC}, ce qui augmentera la présence de la marque de Petro-Canada partout au pays. Ce partenariat englobe également les programmes de fidélisation emblématiques des deux marques, créant ainsi une valeur ajoutée pour des millions de membres fidèles. Suncor deviendra également le principal fournisseur de carburant pour le réseau de vente au détail de carburant de La Société Canadian Tire.

La réduction des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») est un élément clé de la stratégie commerciale et de la vision à long terme de la Société, et Suncor collabore étroitement avec ses pairs du secteur par l'intermédiaire de l'Alliance nouvelles voies et avec les gouvernements fédéral et provinciaux. Au premier trimestre de 2023, l'Alliance nouvelles voies a obtenu des titres d'exploration du gouvernement de l'Alberta pour le projet de captage et de stockage du carbone proposé, qui vise à stocker de manière sécuritaire et permanente le CO₂ capté dans plus de 20 installations de sables pétrolifères situées dans le nord de l'Alberta. Également au cours du premier trimestre de 2023, un contrat d'ingénierie a été attribué à Wood, société mondiale d'ingénierie et d'experts-conseils, afin d'élaborer des plans détaillés pour une ligne de transport du CO₂ de 400 kilomètres qui relierait éventuellement les installations de sables pétrolifères au centre de captage et de stockage du carbone. Ces travaux d'ingénierie et sur le terrain devraient appuyer une demande auprès des organismes de réglementation plus tard cette année.

Perspectives de la Société

Suncor a mis à jour ses perspectives concernant le contexte commercial pour l'exercice complet au titre du cours au comptant au carrefour AECO, qui s'établissent à 2,50 \$/GJ plutôt qu'à 5,00 \$/GJ, à la suite des variations dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice.

De plus, les prévisions concernant la production du secteur E&P ont été mises à jour et correspondent à une fourchette de 50 000 b/j à 60 000 b/j, alors qu'elles étaient de 65 000 b/j à 75 000 b/j, sans modifier la fourchette de production totale de la Société, ce qui tient compte du retard dans la relance de la production de Terra Nova ainsi que du calendrier des dessaisissements au Royaume-Uni.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2023, visitez le <https://www.suncor.com/fr-ca/investisseurs/perspectives-de-la-societe>.

Conversion des mesures

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

Rapport de gestion

Le 8 mai 2023

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta (Canada). Les activités de Suncor sont reliées à la mise en valeur, à la production et la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière extracôtière, au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis, et à son réseau de distribution des ventes au détail et en gros Petro-Canada^{MC} (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir sobre en carbone en misant sur les énergies et les carburants renouvelables et l'hydrogène. Elle exerce également 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. Suncor s'est distinguée pour sa performance et la transparence de ses informations sur l'indice mondial de durabilité Dow Jones, l'indice FTSE4Good et l'indice du CDP. Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et à la Bourse de New York (la « NYSE ») sous le symbole SU.

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, daté du 6 mars 2023 (le « rapport de gestion annuel de 2022 »).

Le présent rapport de gestion pour le trimestre clos le 31 mars 2023 doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2023, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et à son rapport de gestion annuel de 2022.

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 6 mars 2023 (la « notice annuelle de 2022 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Table des matières

1. Mises en garde	8
2. Faits saillants du premier trimestre	10
3. Information financière consolidée	12
4. Résultats sectoriels et analyse	18
5. Impôt sur le résultat	30
6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	31
7. Situation financière et situation de trésorerie	33
8. Données financières trimestrielles	36
9. Autres éléments	38
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières	39
11. Abréviations courantes	46
12. Énoncés prospectifs	47

1. Mises en garde

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière est tirée des états financiers consolidés résumés de la Société, qui sont fondés sur les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément les Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), et qui ont été préparés conformément à la Norme comptable internationale (« IAS ») 34, *Information financière intermédiaire*.

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 sont présentés selon un prix raisonnable.

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

Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, 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 et des reprises de 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, 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 et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et la méthode d'évaluation des stocks DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, le RCI, le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles, 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 et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Facteurs de risque et information prospective

Les activités, les réserves, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits ci-après et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs et de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») concernant les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Les énoncés prospectifs sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion, dans le rapport de gestion annuel de 2022 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 de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans les énoncés prospectifs. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs » y figurant.

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

Abréviations courantes

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

2. Faits saillants du premier trimestre

• Résultats financiers du premier trimestre

- Le résultat d'exploitation ajusté¹⁾ de Suncor s'est établi à 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,755 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut, de l'augmentation des charges d'exploitation et de la diminution de la production en amont et du débit de traitement des raffineries, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des prix obtenus pour les produits raffinés, la diminution des redevances et l'impôt sur le résultat. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également la baisse des cours de référence du pétrole brut au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une hausse des cours de référence au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une perte liée à la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au premier trimestre de 2023, comparativement à un important profit au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Suncor a inscrit un bénéfice net de 2,052 G\$ (1,54 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,949 G\$ (2,06 \$ 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 mentionnés ci-dessus, le bénéfice net du premier trimestre de 2023 tient compte d'un profit de 302 M\$ découlant de la vente des actifs éoliens et solaires de la Société, d'une perte latente de 18 M\$ sur les activités de gestion des risques comptabilisée dans les autres produits (pertes), d'une perte de change latente de 3 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisée dans les charges financières et d'une charge d'impôt sur le résultat de 38 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent de 146 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisée dans les charges financières, d'un profit latent de 75 M\$ sur les activités de gestion des risques comptabilisé dans les autres produits (pertes) et d'une charge d'impôt sur le résultat de 27 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus.
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ se sont établis à 3,002 G\$ (2,26 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 4,094 G\$ (2,86 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté mentionnés ci-dessus. Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 1,039 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 3,072 G\$ (2,14 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une sortie de trésorerie plus importante liée aux soldes du fonds de roulement de la Société au cours du premier trimestre de 2023 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les sorties de fonds au premier trimestre de 2023 s'expliquent principalement par les paiements d'impôt sur le résultat effectués au titre de la charge d'impôt sur le résultat de 2022 de la Société ainsi que par le calendrier des paiements de taxes à la consommation et de redevances.
- **Rendement pour les actionnaires grâce aux flux de trésorerie.** Suncor a redistribué environ 1,6 G\$ de valeur aux actionnaires au premier trimestre de 2023 au moyen de rachats d'actions totalisant 874 M\$ et du paiement de dividendes de 690 M\$.
- **Production *in situ* record.** La production totale du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 675 100 b/j au premier trimestre de 2023, ce qui comprenait des volumes trimestriels records issus des activités *in situ*, comparativement à 685 700 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse de la production étant attribuable à la diminution de la production de pétrole brut synthétique, en partie contrebalancée par la hausse de la production de bitume non valorisé.
- **Amélioration de la composition et des objectifs du portefeuille d'actifs.** Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a finalisé la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut de 730 M\$ ainsi que l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour 712 M\$. Toujours au cours du premier trimestre de 2023, la Société a conclu un accord visant la vente du portefeuille d'actifs au Royaume-Uni de son secteur Exploration et production (« E&P ») pour un produit brut d'environ 1,2 G\$, y compris une contrepartie éventuelle d'environ 338 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La vente est soumise à l'approbation des organismes de réglementation et devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2023.

1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion et au rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ci-après pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation ajusté.

- **Accord en place pour l'acquisition d'une capacité supplémentaire de production de bitume de 135 000 b/j.** Après la clôture du premier trimestre de 2023, Suncor a conclu un accord visant l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »), qui détient une participation directe de 31,23 % dans Fort Hills, une participation directe de 50 % dans l'actif *in situ* Surmont (« Surmont »), ainsi que certains autres actifs connexes. L'acquisition sera conclue en échange d'une contrepartie en trésorerie de 5,5 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, avec une possibilité de paiements supplémentaires d'un montant total maximal de 600 M\$. La transaction prendra effet le 1^{er} avril 2023 et devrait être finalisée au troisième trimestre de 2023, sous réserve des droits de préemption, de l'approbation des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture.
- **Nouveau chef de la direction.** Le conseil d'administration de Suncor a nommé Rich Kruger à titre de nouveau président et chef de la direction de la Société avec prise d'effet le 3 avril 2023. M. Kruger s'est également joint au conseil d'administration de Suncor.

3. Information financière consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		
Sables pétrolifères	1 477	2 309
Exploration et production	375	645
Raffinage et commercialisation	993	1 417
Siège social et éliminations	(131)	(523)
Charge d'impôt sur le résultat	(662)	(899)
Bénéfice net	2 052	2 949
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾		
Sables pétrolifères	1 490	2 256
Exploration et production	375	645
Raffinage et commercialisation	998	1 395
Siège social et éliminations	(430)	(669)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajustée	(624)	(872)
Total	1 809	2 755
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾		
Sables pétrolifères	2 588	3 414
Exploration et production	491	724
Raffinage et commercialisation	1 194	1 597
Siège social et éliminations	(533)	(665)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(738)	(976)
Total	3 002	4 094
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 963)	(1 022)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 039	3 072
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ^{2),3)}		
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	590	512
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	438	462
Total	1 028	974

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 916	3 083

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 58 M\$ pour le premier trimestre de 2023 et de 37 M\$ pour le premier trimestre de 2022.

3) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 42 M\$ pour le premier trimestre de 2023 et de 19 M\$ pour le premier trimestre de 2022.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Volumes de production		
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	497,8	515,3
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	177,3	170,4
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	675,1	685,7
Exploration et production (kbep/j)	67,0	80,4
Total (kbep/j)	742,1	766,1
Pétrole brut traité par les raffineries (%)	79	94
Volumes de production par secteurs (kb/j)	367,7	436,5

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 2,052 G\$ pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,949 G\$ 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 dans la présente rubrique.

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

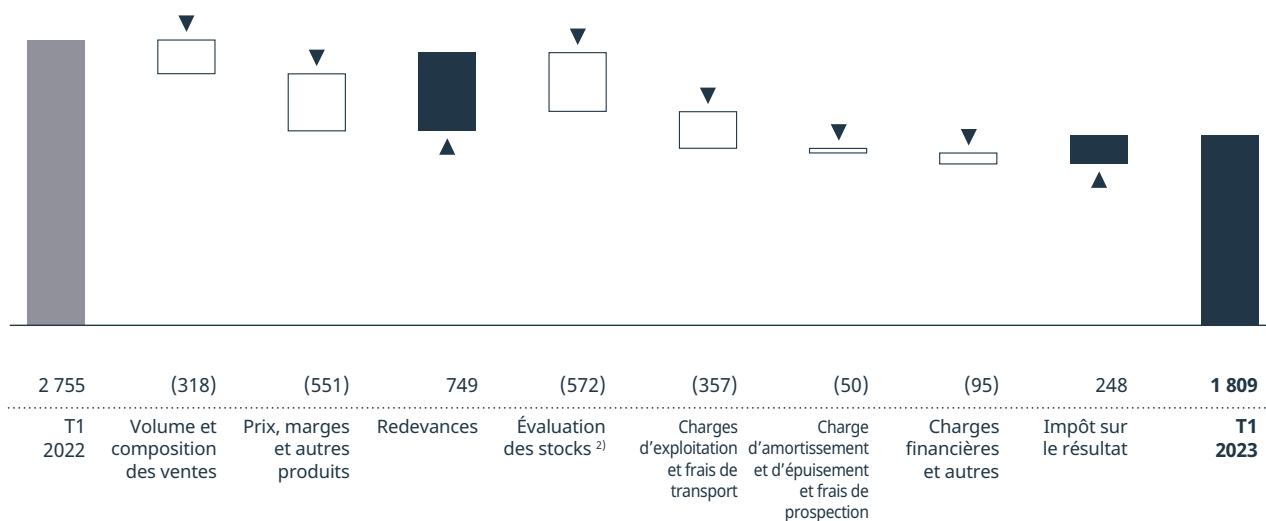
- Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a comptabilisé un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires, qui a été finalisée au cours du premier trimestre de 2023 et comptabilisée dans le secteur Siège social et éliminations.
- La Société a comptabilisé, dans le poste « Autres produits (pertes) », une perte latente sur les activités de gestion des risques de 18 M\$ pour le premier trimestre de 2023, en comparaison d'un profit de 75 M\$ pour le premier trimestre de 2022.
- La Société a inscrit dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations une perte de change latente à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 3 M\$ pour le premier trimestre de 2023, en comparaison d'un profit de 146 M\$ pour le premier trimestre de 2022.
- Au premier trimestre de 2023, la Société a comptabilisé une charge d'impôt sur le résultat de 38 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à 27 M\$ pour le premier trimestre de 2022.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Bénéfice net	2 052	2 949
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	3	(146)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	18	(75)
Profit sur cession importante	(302)	—
Charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	38	27
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 809	2 755

1) Mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés avant impôt et ajustés pour tenir compte de l'impôt sur le résultat présenté au poste « Charge d'impôt sur le résultat exclue du résultat d'exploitation ajusté ». Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

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



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

2) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et aux activités de gestion du risque marchandises réalisées présentées dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), ainsi les modifications au profit intersectoriel éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est établi à 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2023, en comparaison de 2,755 G\$ (1,92 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut, de l'augmentation des charges d'exploitation et de la diminution de la production en amont et du débit de traitement des raffineries, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des prix obtenus pour les produits raffinés, la diminution des redevances et l'impôt sur le résultat. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également la baisse des cours de référence du pétrole brut au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une hausse des cours de référence au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une perte liée à la méthode PEPS au premier trimestre de 2023, comparativement à un profit important au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 726	2 333
Marchandises	551	498
Rémunération fondée sur des actions et autres coûts ¹⁾	147	257
Total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 424	3 088

1) Pour le premier trimestre de 2023, la charge de rémunération fondée sur des actions de 101 M\$ tient compte d'une charge de 39 M\$ comptabilisée dans le secteur Sables pétrolifères, d'une charge de 2 M\$ comptabilisée dans le secteur E&P, d'une charge de 16 M\$ comptabilisée dans le secteur R&C et d'une charge de 44 M\$ comptabilisée dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le premier trimestre de 2022, la charge de rémunération fondée sur des actions de 206 M\$ tient compte d'une charge de 70 M\$ comptabilisée dans le secteur Sables pétrolifères, d'une charge de 6 M\$ comptabilisée dans le secteur E&P, d'une charge de 32 M\$ comptabilisée dans le secteur R&C et d'une charge de 98 M\$ comptabilisée dans le secteur Siège social et éliminations. Les autres coûts incluent principalement des coûts liés aux investissements dans les initiatives de la Société en matière de transformation numérique et à son objectif de devenir une entreprise à zéro émission de gaz à effet de serre (« GES »).

Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société s'est élevé à 3,424 G\$ au premier trimestre de 2023, contre 3,088 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement d'une hausse des coûts liés aux travaux de maintenance, y compris les répercussions des travaux de réparation effectués à la raffinerie de Commerce City de la Société, des pressions inflationnistes, de l'intensification des activités minières et de la participation directe supplémentaire de la Société dans Fort Hills, en partie contrebalancées par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions. L'exposition de la Société aux coûts des marchandises qui sont inscrits dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux est partiellement contrebalancée par les produits des ventes d'électricité qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation.

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 mars	
		2023	2022
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	76,10	94,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	81,25	101,50
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	18,40	14,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	99,05	115,75
WCS à Hardisty	\$ US/b	51,35	79,80
Écart léger/lourd entre le WTI et le WCS	\$ US/b	(24,75)	(14,60)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	2,10	(1,30)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	79,85	96,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	3,05	4,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	142,00	90,00
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	36,70	28,25
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	31,55	20,20
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	37,40	33,80
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	37,65	26,80
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	8,20	6,45
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,74	0,79
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,74	0,80

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. 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.

La volatilité du marché des marchandises a augmenté au cours du premier trimestre de 2023, en raison des préoccupations économiques concernant la hausse des taux d'intérêt, les pressions inflationnistes et la croissance économique future.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux au premier trimestre de 2023 reflètent une baisse du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 76,10 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 94,40 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ils rendent compte également des écarts favorables entre le prix du SYN et le prix du WTI. 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. Le prix du pétrole brut synthétique sulfureux peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a diminué pour s'établir à 99,05 \$/b au premier trimestre de 2023, alors qu'il était de 115,75 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 51,35 \$ US/b au premier trimestre de 2023, alors qu'il était de 79,80 \$ US/b au trimestre correspondant 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 ses activités commerciales 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 premier trimestre de 2023.

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 diminué pour s'établir à 81,25 \$ US/b au premier trimestre de 2023, en comparaison de 101,50 \$ 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 que la Société 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 personnalisé est une valeur unique représentant 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, l'emplacement, la qualité et les différences de teneur, ainsi que les avantages liés à ses marges de commercialisation. L'indice personnalisé 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 d'un 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 premier trimestre de 2023, 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 de la diminution des stocks de produits raffinés en Amérique du Nord, 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 42,80 \$ US/b pour le premier trimestre de 2023, contre 32,25 \$ US/b pour le premier trimestre de 2022, ce qui reflète l'augmentation des marges de craquage de référence.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,05 \$ le GJ au premier trimestre de 2023, en baisse comparativement à 4,50 \$ le GJ 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 142,00 \$/MWh au premier trimestre de 2023, a augmenté considérablement par rapport à celui de 90,00 \$/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. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain au premier trimestre de 2023, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,74 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,79 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 70 % 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. Au 31 mars 2023, le dollar canadien s'était affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change à la clôture de la période ayant diminué à 0,74 \$ US pour un dollar canadien, contre 0,80 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse du taux de change a eu un effet négatif sur les soldes de la dette de la Société au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

4. Résultats sectoriels et analyse

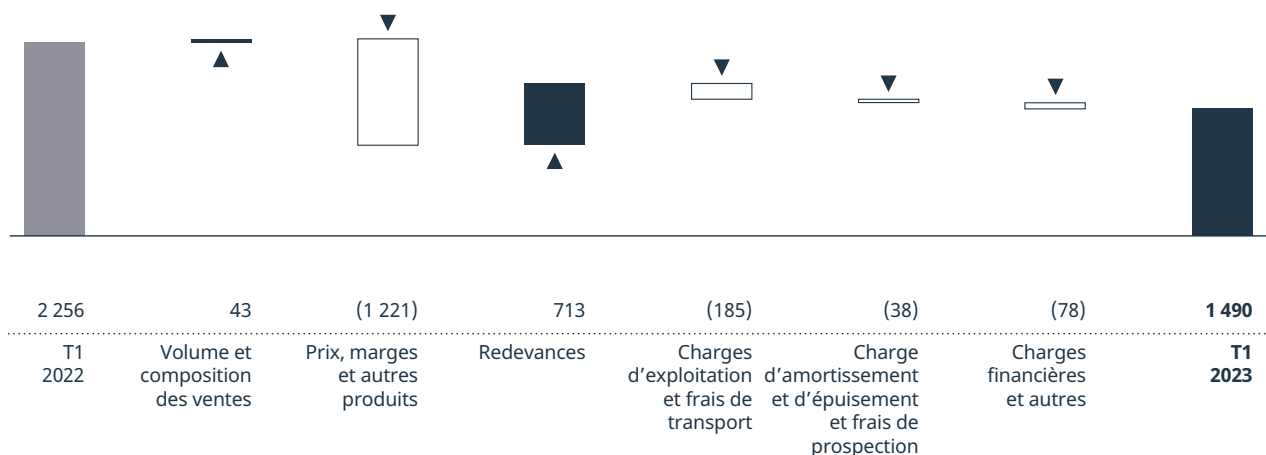
Sables pétrolifères

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Produits d'exploitation	6 067	7 470
Moins les redevances	(272)	(985)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 795	6 485
Bénéfice avant impôt sur le résultat	1 477	2 309
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	13	(53)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 490	2 256
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	2 588	3 414

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

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



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

Pour le premier trimestre de 2023, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 1,490 G\$, en baisse par rapport à celui de 2,256 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et la hausse des charges d'exploitation, en partie contrebalancées par la diminution des redevances.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Total Oil Sands bitumen production	811,3	827,7
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ²⁾	517,6	531,1
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ^{3),4)}	(19,8)	(15,8)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	497,8	515,3
Production de bitume	189,8	173,6
Transferts internes de bitume ^{4),5)}	(12,5)	(3,2)
Production de bitume non valorisé	177,3	170,4
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	675,1	685,7

- 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 de Fort Hills est vendue directement aux clients sous forme de bitume fini, y compris aux raffineries qui appartiennent à Suncor, ou à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères afin d'être valorisée. 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 unités 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 premier trimestre de 2023, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 10 400 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 5 800 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 2 800 b/j par Fort Hills et 1 800 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 300 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 premier trimestre de 2023, la production du secteur Sables pétrolifères comprenait le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 7 100 b/j de pétrole brut synthétique et de 1 800 b/j de bitume vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport, au moyen des pipelines d'interconnexion, de 5 200 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.
- 5) Les volumes bruts de production de bitume tiennent compte des transferts internes de la charge d'alimentation effectués au moyen de la conduite pour le transfert du bitume chaud transformé selon un traitement des mousses au solvant paraffinique à partir de Fort Hills jusqu'aux installations du secteur Sables pétrolifères. Au premier trimestre de 2023, un volume de 5 500 b/j de bitume provenant des volumes produits à Fort Hills a été transféré vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 497 800 b/j pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 515 300 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 93 % enregistré au premier trimestre de 2023, qui reflète l'incidence des travaux de maintenance non planifiés exécutés au cours du trimestre, contre 96 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a tiré parti de la polyvalence de ses actifs et de leur intégration à l'échelle régionale, au moyen de transferts internes entre les actifs, pour atténuer les répercussions des travaux de maintenance menés au cours de la période.

La production de bitume non valorisé de la Société s'est accrue pour s'établir à 177 300 b/j au premier trimestre de 2023, contre 170 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient compte de la production trimestrielle record provenant des actifs *in situ* de la Société. Cette croissance de la production de bitume non valorisé mis sur le marché tient notamment à l'incidence des volumes de bitume traités aux installations de valorisation, qui ont été moins élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. À Fort Hills, la production du premier trimestre de 2023 a été de 69 200 b/j, comparativement à 87 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine, qui se déroule actuellement comme prévu. Cette baisse a été partiellement compensée par la hausse de la production liée à l'acquisition par la Société d'une participation directe supplémentaire qui a pris effet le 2 février 2023.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	504,0	517,7
Bitume non valorisé	174,1	153,7
Total	678,1	671,4

Au premier trimestre de 2023, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel s'est établi à 504 000 b/j, en comparaison de 517 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur les volumes de production.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 174 100 b/j au premier trimestre de 2023, en comparaison de 153 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète principalement l'accumulation moins importante de stocks au cours du premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, par suite de la hausse de la production provenant de Fort Hills acheminée aux installations de clients situés sur la côte américaine du golfe du Mexique, ainsi que la hausse des volumes de production au cours du trimestre à l'étude.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	98,87	114,37
Bitume non valorisé	51,50	96,49
Prix moyen du pétrole brut	86,71	110,27
Prix moyen du pétrole brut, par rapport au WTI	(16,18)	(9,24)

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

Au premier trimestre de 2023, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la baisse des cours de référence du pétrole brut et l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd, facteurs en partie contrebalancés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des cours de référence du pétrole brut et de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd 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 du secteur Sables pétrolifères a augmenté au premier trimestre de 2023 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une hausse des coûts liés aux travaux de maintenance, des pressions inflationnistes, de l'intensification des activités minières et de la participation directe supplémentaire de la Société dans Fort Hills, en partie contrebalancées par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions. Se reporter à la rubrique « Charges d'exploitation décaissées » pour obtenir plus de précisions sur les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actifs.

La charge d'amortissement et d'épuisement a été plus élevée au premier trimestre de 2023 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait surtout de la hausse de l'amortissement au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	2 421	2 212
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 372	1 312
Coûts non liés à la production ³⁾	(51)	(92)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(142)	(109)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾	1 179	1 111
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	442,6	430,4
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	29,60	28,70
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	349	266
Coûts non liés à la production ³⁾	(71)	(38)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾	278	228
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	74,7	87,5
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	41,40	29,00
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	751	676
Coûts non liés à la production ³⁾	(62)	(92)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾	689	584
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	190,1	186,8
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	40,25	34,70

- 1) À partir du deuxième trimestre de 2022, la Société a revu la présentation de son rapprochement des charges d'exploitation décaissées, afin de présenter les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères sur une base consolidée. Les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères reflètent : i) l'incidence des variations des niveaux et des évaluations des stocks, de sorte que la Société soit en mesure de présenter des informations sur les coûts en fonction des volumes de production; et ii) les ajustements au titre des ventes internes de diesel entre les actifs. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement, sans que cela n'ait d'incidence sur le total des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills ou de Syncrude ou sur les charges d'exploitation décaissées par baril. Au cours du premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (51) M\$. Au cours du premier trimestre de 2022, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (42) M\$.
- 2) 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 et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 3) 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 par rapport au coût d'achat, notamment les transferts sur les pipelines d'interconnexion. 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 qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.
- 4) 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 baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 29,60 \$ au premier trimestre de 2023, en comparaison de 28,70 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance, en partie contrebalancée par l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire ayant découlé de la hausse des prix de l'électricité et la production accrue.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills se sont établies à 41,40 \$ au premier trimestre de 2023, en comparaison de 29,00 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fléchissement de la production et les coûts plus élevés liés à l'intensification des activités minières, en partie contrebalancés par l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire ayant découlé de la hausse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude se sont établies à 40,25 \$ au premier trimestre de 2023, en comparaison de 34,70 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et des prix des marchandises, en partie contrebalancée par la production accrue.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a entrepris des travaux de révision planifiés à Syncrude qui devraient être achevés au deuxième trimestre de 2023. Après le premier trimestre, la Société a réalisé des travaux de maintenance planifiés à Fort Hills. Les travaux de maintenance annuels planifiés portant sur l'unité de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères devraient également être menés à bien au deuxième trimestre de 2023. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2023.

Transactions sur actifs

Le 2 février 2023, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 712 M\$, ce qui a porté la participation directe globale de la Société et de ses filiales dans Fort Hills à 68,76 %.

Après la clôture du premier trimestre de 2023, Suncor a conclu un accord visant l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies Canada, qui détient une participation directe de 31,23 % dans Fort Hills, une participation directe de 50 % dans Surmont dans la région de Fort McMurray, ainsi que certains autres actifs connexes. L'acquisition sera réalisée en échange d'une contrepartie en trésorerie de 5,5 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, avec une possibilité de paiements supplémentaires d'un montant total maximal de 600 M\$ expirant après cinq ans et conditionnels à l'atteinte de certaines cibles en matière de prix de référence du WCS et de production. La transaction prendra effet le 1^{er} avril 2023 et devrait être finalisée au troisième trimestre de 2023, sous réserve des droits de préemption, de l'approbation des organismes de réglementation et d'autres conditions de clôture.

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

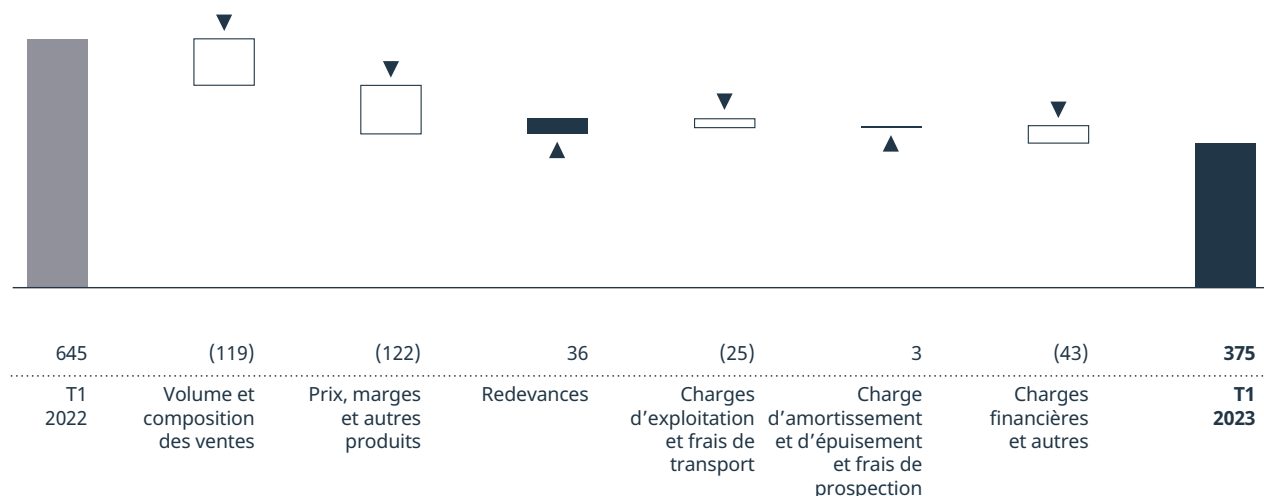
Exploration et production

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Produits d'exploitation ¹⁾	734	1 015
Moins les redevances ¹⁾	(86)	(147)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	648	868
Bénéfice avant impôt sur le résultat	375	645
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	375	645
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	491	724

- 1) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable à la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. Les produits du premier trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 68 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 35 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 33 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier trimestre de 2022 tiennent compte d'une majoration de 138 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 60 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 78 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

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



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

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 375 M\$ pour le premier trimestre de 2023, en baisse comparativement à celui de 645 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et une baisse du volume des ventes.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
E&P Canada (kb/j)	46,7	51,2
E&P International (kbep/j)	20,3	29,2
Production totale (kbep/j)	67,0	80,4
Total des volumes de ventes (kbep/j)	68,7	79,5

Les volumes de production du secteur E&P Canada se sont établis à 46 700 b/j au premier trimestre de 2023, en comparaison de 51 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les déclinis naturels.

L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova a regagné le littoral canadien au premier trimestre de 2023. La reprise des activités de l'unité Terra Nova a été repoussée car la Société a relevé d'autres travaux de maintenance et de mise en service nécessaires, qui sont actuellement en cours à quai, afin de s'assurer que l'actif est pleinement fiable et sécuritaire avant d'être remis en service.

Les volumes de production du secteur E&P International se sont établis à 20 300 bep/j au premier trimestre de 2023, en comparaison de 29 200 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les déclinis naturels, la vente des actifs de la Société situés en Norvège au troisième trimestre de 2022 et la diminution des chargements liés aux activités de la Société en Libye au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le volume total des ventes du secteur E&P s'est établi à 68 700 bep/j au premier trimestre de 2023, en comparaison de 79 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des mêmes facteurs ayant influé sur les volumes de production mentionnés ci-dessus.

Prix obtenus ¹⁾

Dédution faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
E&P Canada (\$/b)	101,11	122,13
E&P International ²⁾ (\$/bep)	113,82	113,60

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

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

Les prix obtenus par le secteur E&P Canada au premier trimestre de 2023 ont été moins élevés que ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la baisse des cours de référence du pétrole brut Brent, en partie contrebalancée par l'affaiblissement des taux de change. Les prix obtenus par le secteur E&P International au premier trimestre de 2023 ont été semblables à ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du calendrier des ventes acheminées par navire.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le premier trimestre de 2023 ont diminué par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du premier trimestre de 2023 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation de la participation directe de la Société dans White Rose et de la hausse des coûts liés au projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection au premier trimestre de 2023 a été semblable à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres, qui comprend les autres produits, a augmenté au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la comptabilisation, au trimestre correspondant de l'exercice précédent, d'une contrepartie éventuelle liée à la vente du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle par la Société.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance planifiés d'envergure au deuxième trimestre de 2023.

Transaction sur actifs

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a conclu un accord visant la vente de son portefeuille d'actifs au Royaume-Uni pour un produit brut d'environ 1,2 G\$, ce qui comprend une contrepartie éventuelle d'environ 338 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La vente est soumise à l'approbation des organismes de réglementation et devrait être conclue au cours du deuxième trimestre de 2023.

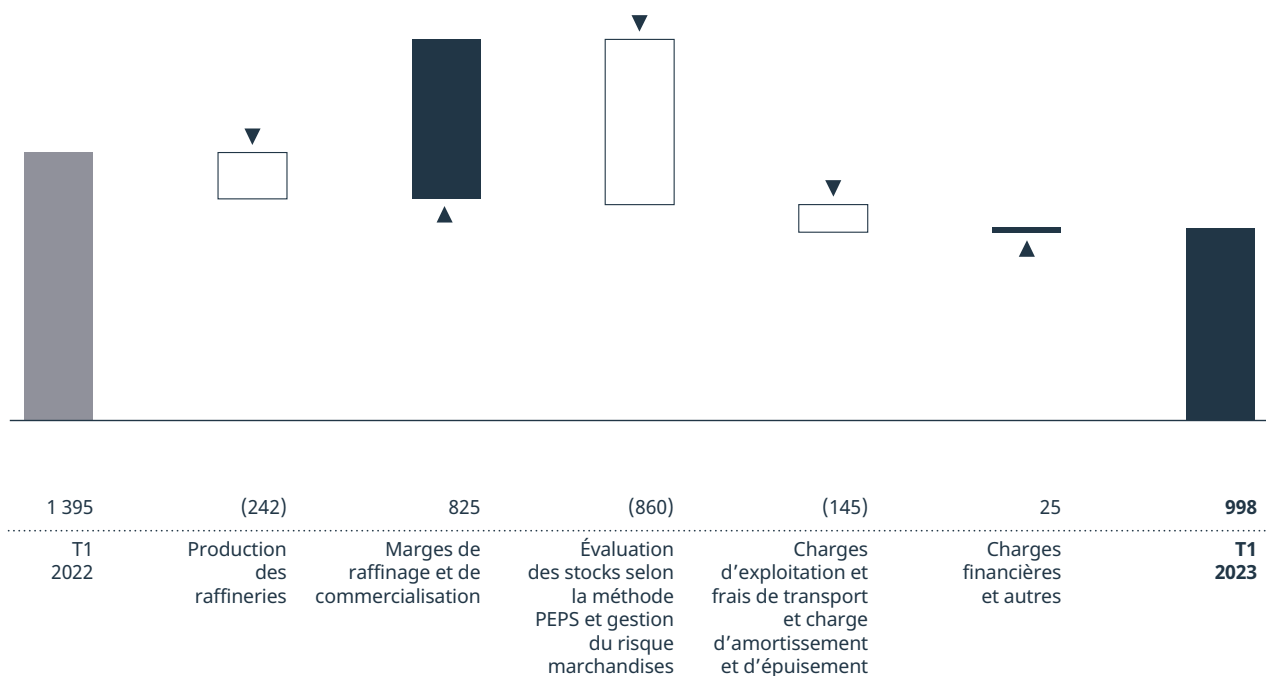
Raffinage et commercialisation

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Produits d'exploitation	7 173	7 855
Bénéfice avant impôt sur le résultat	993	1 417
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	5	(22)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	998	1 395
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	1 194	1 597

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

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



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

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 998 M\$ pour le premier trimestre de 2023, en comparaison de 1,395 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse du résultat d'exploitation ajusté tient principalement à la perte de 131 M\$ découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS comptabilisée pour la période à l'étude en comparaison d'un profit de 729 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, à une diminution de la production des raffineries ainsi qu'à la hausse des charges d'exploitation et des frais de transport. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des marges de raffinage et de commercialisation attribuable à la hausse des marges de craquage de référence au cours de la période à l'étude.

Volumes

	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	203,9	209,6
Ouest de l'Amérique du Nord	163,8	226,9
Total	367,7	436,5
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	67	93
Total	79	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	208,3	226,2
Distillat	232,7	254,3
Autres	73,8	71,4
Total	514,8	551,9
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ²⁾ (\$/b)	55,45	53,20
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ²⁾ (\$/b)	59,15	35,95
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	8,15	6,25

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) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 367 700 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 79 % au premier trimestre de 2023, contre 436 500 b/j et 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la diminution étant principalement attribuable à l'exécution de travaux de réparation à la raffinerie de la Société située à Commerce City et au redémarrage graduel des activités qui a suivi, l'actif ayant été remis en service avant la fin du trimestre. Le taux d'utilisation des raffineries canadiennes de la Société s'est chiffré à 94 % au premier trimestre de 2023, en comparaison de 98 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les ventes de produits raffinés au premier trimestre de 2023 se sont établies à 514 800 b/j, en comparaison de 551 900 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution du débit de traitement du brut à la raffinerie de Commerce City de la Société au cours du trimestre à l'étude.

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 59,15 \$/b au premier trimestre de 2023, en comparaison de 35,95 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse est attribuable à la forte augmentation des marges de craquage de référence sur l'essence et les distillats du fait d'un équilibre serré entre l'offre et la demande, situation accentuée par d'importants écarts, sur le plan de l'emplacement et de la qualité, entre les indices de référence régionaux et les résultats obtenus par la Société sur ses marchés locaux. Les autres facteurs comprennent une composition favorable des produits et l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd. Calculées selon la méthode DEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor représentent 102 % des marges réalisées pour le premier trimestre de 2023 comparativement à l'indice 5-2-2-1 de Suncor.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 55,45 \$/b au premier trimestre de 2023, en hausse comparativement à celles de 53,20 \$/b inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. Au premier trimestre de 2023, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS ²⁾, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises, s'est traduite par une perte de 131 M\$ du fait de la diminution des cours de référence du pétrole brut. Au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'évaluation selon la méthode comptable PEPS, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises, avait donné lieu à un profit de 729 M\$, ce qui représente une incidence défavorable de 860 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été plus élevés au premier trimestre de 2023 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout des travaux de maintenance non planifiés menés à la raffinerie de Commerce City de la Société, en partie contrebalancés par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril ^{1),3)} se sont établies à 8,15 \$ au premier trimestre de 2023, en comparaison de 6,25 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la production moindre des raffineries.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de révision sont prévus à chacune des raffineries de la Société au deuxième trimestre de 2023. La totalité de ces travaux devraient être achevés au cours de ce trimestre. Les prévisions de la Société pour 2023 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

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

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 et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

3) Pour le premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation de raffinage par baril ne tiennent pas compte des coûts liés aux activités de réparation à la raffinerie de Commerce City de la Société, puisque les coûts de réparation sont classés à titre de coûts non liés au raffinage qui ne se rapportent pas à la production de produits raffinés.

Siège social et éliminations

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2023	31 mars 2022
Perte avant impôt sur le résultat	(131)	(523)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit:		
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	3	(146)
Profit sur cession importante	(302)	—
Perte d'exploitation ajustée ¹⁾	(430)	(669)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	(437)	(388)
<i>Éliminations – profit intersectoriel éliminé</i>	7	(281)
Fonds affectés à l'exploitation ajustés ¹⁾	(533)	(665)

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

L'unité Siège social et énergie renouvelable a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 437 M\$ au premier trimestre de 2023, en comparaison de 388 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte est attribuable aux investissements accrus dans des projets liés à la technologie numérique et aux investissements de la Société en vue de l'atteinte de son objectif de carboneutralité, à l'augmentation de la perte de change liée aux activités d'exploitation pour le premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi qu'à un profit latent lié à des investissements comptabilisé au premier trimestre de 2022. La hausse de la perte a été partiellement contrebalancée par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et par une diminution nette des charges d'intérêts sur la dette au cours du trimestre écoulé en raison des réductions de la dette qui ont eu lieu tout au long de 2022. Au premier trimestre de 2023, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 58 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 37 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'unité Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2023, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 7 M\$, comparativement à un profit intersectoriel reporté de 281 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La réalisation du profit intersectoriel et l'élimination des pertes latentes au premier trimestre de 2023 s'expliquent par la baisse des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères au cours du trimestre, du fait que les charges d'alimentation à plus forte marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ont été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à faible marge, et par une diminution des stocks intersectoriels.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation ajustés de 533 M\$ au premier trimestre de 2023, en comparaison de 665 M\$ pour le premier trimestre de 2022. Ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur la perte d'exploitation ajustée mentionnés ci-dessus, à l'exception de l'incidence du profit latent lié à des investissements comptabilisé au premier trimestre de 2022, ainsi que la charge de rémunération fondée sur des actions.

Transaction sur actifs

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a mené à terme la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut de 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt sur la vente d'environ 260 M\$.

5. Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Charge d'impôt exigible	738	976
Recouvrement d'impôt différé	(76)	(77)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat net	662	899
Moins la charge d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	38	27
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	624	872
Taux d'impôt effectif	24,4 %	23,4 %

La charge d'impôt sur le résultat a diminué au premier trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse du bénéfice. Au premier trimestre de 2023, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a augmenté comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique avant tout par les bénéfices dans des territoires où le taux d'impôt effectif est plus élevé, par les profits et pertes de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et par d'autres éléments permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt.

6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteurs

(en millions de dollars)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Sables pétrolifères	810	668
Exploration et production ¹⁾	138	83
Raffinage et commercialisation	125	132
Siège social et éliminations	13	128
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 086	1 011
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(58)	(37)
	1 028	974

1) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 42 M\$ au premier trimestre de 2023 et de 19 M\$ au premier trimestre de 2022.

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

(en millions de dollars)	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾	Total
Sables pétrolifères			
<i>Usine de base du secteur Sables pétrolifères</i>	179	123	302
<i>Activités in situ</i>	30	96	126
<i>Fort Hills</i>	90	—	90
<i>Syncrude</i>	171	69	240
Exploration et production ³⁾	—	132	132
Raffinage et commercialisation	114	11	125
Siège social et éliminations	6	7	13
	590	438	1 028

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.

3) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 42 M\$ au premier trimestre de 2023.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,028 G\$ au cours du premier trimestre de 2023, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 974 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des dépenses en immobilisations pour le trimestre à l'étude est principalement attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance à Syncrude, ainsi qu'à l'augmentation des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques du secteur E&P, ce qui s'explique surtout par l'accélération graduelle des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose au cours de la période à l'étude, facteurs en partie contrebalancés par la diminution des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques dans les activités du secteur Siège social.

L'activité du premier trimestre de 2023 est résumée ci-dessous par secteurs d'activité.

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 302 M\$ au premier trimestre de 2023 et ont été principalement affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance axées sur le maintien d'une exploitation sécuritaire, fiable et efficiente et sur l'aménagement d'installations de gestion des résidus. Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ont été affectées en grande partie à l'avancement de la centrale de cogénération à faibles émissions de carbone destinée à remplacer les chaudières à coke.

Pour le premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 126 M\$ et représentent principalement des dépenses axées sur les activités d'investissement économique, notamment la conception et la construction en cours de plateformes de puits visant la mise en valeur de réserves supplémentaires devant assurer le maintien des niveaux de production actuels à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira.

Pour le premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 90 M\$ et représentaient des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance visant l'aménagement de la mine et d'installations de gestion des résidus visant à soutenir les activités en cours, y compris les dépenses engagées dans le cadre de la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine, lequel prévoit l'accélération d'une série de travaux de mise en valeur de la mine par rapport aux calendriers précédents.

Pour le premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 240 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance visant à améliorer la fiabilité des actifs, ce qui comprend la planification et le commencement de travaux de révision planifiés au cours du trimestre, et le remplacement de matériel minier. Les investissements économiques réalisés au cours du trimestre ont été affectés à la poursuite du projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

Pour le premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 132 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, soit essentiellement les travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova.

Raffinage et commercialisation

Au premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 125 M\$, se rapportaient principalement aux activités de maintien et de maintenance des actifs visant le maintien et l'amélioration continus des activités de raffinage et de vente au détail. Au premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ont visé l'amélioration des activités de vente et de commercialisation de la Société, notamment l'optimisation de ses activités de vente au détail.

Siège social et éliminations

Au premier trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations du secteur Siège social et éliminations se sont établies à 13 M\$ et ont été affectées principalement aux investissements dans des projets liés à la technologie numérique.

7. Situation financière et situation de trésorerie

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2023	31 mars 2022
Rendement du capital investi (RCI) ^{1),2)} (%)	17,8	12,7
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	0,9	1,3
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	29,7	32,0
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	28,2	28,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ¹⁾ (%)	23,7	24,8

- 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 et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 2) Le RCI aurait été de 21,6 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2023, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 715 M\$ (542 M\$ après impôt) et de la perte de valeur de 70 M\$ (47 M\$ après impôt) au deuxième trimestre de 2022 ainsi que de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022. Le RCI aurait été de 12,4 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2022, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021.

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 des équivalents de trésorerie et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2023, de l'ordre de 5,4 G\$ à 5,8 G\$, pour financer l'acquisition et les dépenses d'investissement de maintien liées à l'acquisition potentielle de TotalEnergies Canada, 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 par l'émission de billets ou de débetures à long terme. 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 l'intention de financer l'acquisition potentielle de TotalEnergies Canada au moyen essentiellement de l'émission de titres d'emprunt. Si d'autres capitaux sont nécessaires, la direction de Suncor juge qu'elle pourra obtenir suffisamment de financement sur les marchés des capitaux d'emprunt à des conditions et des taux concurrentiels.

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 1,128 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2023, en baisse comparativement à ceux de 1,980 G\$ inscrits au 31 décembre 2022, ce qui s'explique par les dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, par le rachat d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »), par l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills et par les paiements de dividendes, d'impôt sur le résultat, de taxes à la consommation et de redevances, facteurs qui ont été supérieurs aux flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, à l'augmentation de la dette à court terme et au produit de la vente des actifs éoliens et solaires de la Société.

Au 31 mars 2023, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 11 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 1,929 G\$ au 31 mars 2023, comparativement à 2,900 G\$ au 31 décembre 2022. La diminution des facilités de crédit disponibles s'explique principalement par l'augmentation de la dette à court terme.

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 mars 2023, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 29,7 % (28,4 % au 31 décembre 2022). De plus, 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 mars 2023
Dette totale ¹⁾ à l'ouverture de la période	15 619
Diminution de la dette à long terme	(5)
Augmentation de la dette à court terme	962
Augmentation de l'obligation locative	346
Paiements de loyers	(82)
Incidence du change sur la dette et autres	2
Dette totale ¹⁾ au 31 mars 2023	16 842
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 mars 2023	1 128
Dette nette ¹⁾ au 31 mars 2023	15 714

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

La dette totale de la Société a augmenté au premier trimestre de 2023, en raison essentiellement de la hausse de la dette à court terme et des contrats de location conclus ou pris en charge dans le cadre de l'acquisition de Fort Hills au cours de la période, en partie contrebalancée par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du premier trimestre de 2023.

Au 31 mars 2023, la dette nette de Suncor s'élevait à 15,714 G\$, contre 13,639 G\$ au 31 décembre 2022. La variation de la dette nette est principalement attribuable aux facteurs indiqués ci-dessus et à la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Actions ordinaires

(en milliers)	31 mars 2023
Actions ordinaires	1 318 367
Options sur actions ordinaires – exerçables	18 236
Options sur actions ordinaires – non exerçables	3 238

Au 5 mai 2023, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 309 647 065 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 21 379 541. Une fois les droits sous-jacents acquis, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être exercée pour obtenir une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au cours du premier trimestre de 2023, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor concernant son intention de renouveler son offre publique de rachat d'actions ordinaires par l'intermédiaire des installations de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 132 900 000 de ses actions ordinaires, soit environ 10 % de son flottant (tel qu'il est défini dans le Guide à l'intention des sociétés de la TSX) au 3 février 2023. Au 3 février 2023, 1 330 006 760 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

Entre le 17 février 2023 et le 5 mai 2023, conformément à son offre publique de rachat précédente, Suncor a racheté 20 373 835 actions ordinaires sur le marché libre, soit 1,5 % de ses actions ordinaires au 3 février 2023, pour 878 M\$, à un prix moyen pondéré de 43,10 \$ par action ordinaire.

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. La Société 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.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	19 936	21 698
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	43,85	38,12
Coût du rachat d'actions	874	827

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 2022. 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.

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a accru ses engagements en raison de l'acquisition d'une participation supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills, laquelle devrait avoir une incidence sur les coûts de démantèlement et de remise en état futurs non actualisés de la Société, les engagements au titre des contrats à long terme, des services de transport par pipeline et des services énergétiques, ainsi que les engagements liés à des contrats de location.

8. Données financières trimestrielles

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat 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 des incidents liés à l'exploitation et les répercussions de la pandémie de COVID-19.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	675,1	688,1	646,0	641,5	685,7	665,9	605,1	615,7
Exploration et production	67,0	75,0	78,1	78,7	80,4	77,4	93,5	84,0
	742,1	763,1	724,1	720,2	766,1	743,3	698,6	699,7
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits bruts ¹⁾	12 272	14 754	15 869	17 815	14 469	11 897	10 758	9 597
Redevances	(358)	(834)	(925)	(1 680)	(1 132)	(748)	(613)	(438)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances ¹⁾	11 914	13 920	14 944	16 135	13 337	11 149	10 145	9 159
Autres produits (pertes)	342	(65)	113	69	14	10	68	(66)
	12 256	13 855	15 057	16 204	13 351	11 159	10 213	9 093
Bénéfice net (perte nette)	2 052	2 741	(609)	3 996	2 949	1 553	877	868
Par action ordinaire – de base (en dollars)	1,54	2,03	(0,45)	2,84	2,06	1,07	0,59	0,58
Par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,54	2,03	(0,45)	2,83	2,06	1,07	0,59	0,58
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	1 809	2 432	2 565	3 814	2 755	1 294	1 043	722
Par action ordinaire ^{3),4)} (en dollars)	1,36	1,81	1,88	2,71	1,92	0,89	0,71	0,48
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	3 002	4 189	4 473	5 345	4 094	3 144	2 641	2 362
Par action ordinaire ^{3),4)} (en dollars)	2,26	3,11	3,28	3,80	2,86	2,17	1,79	1,57
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 039	3 924	4 449	4 235	3 072	2 615	4 718	2 086
Par action ordinaire – de base (en dollars)	0,78	2,91	3,26	3,01	2,14	1,80	3,19	1,39
RCI ³⁾ (% sur 12 mois)	17,8	19,4	17,5	19,4	12,7	8,6	4,5	1,9
RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ³⁾ (% sur 12 mois)	21,6	22,9	21,0	18,2	12,4	8,2	4,9	2,6
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividendes par action ordinaire	0,52	0,52	0,47	0,47	0,42	0,42	0,21	0,21
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	41,96	42,95	38,90	45,16	40,70	31,65	26,26	29,69
Bourse de New York (\$ US)	31,05	31,73	28,15	35,07	32,59	25,03	20,74	23,97

1) La Société a revu certains produits bruts et certains achats de pétrole brut et de produits pour les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période à l'étude. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les produits bruts et les achats de pétrole brut et de produits ont diminué de 150 M\$, sans incidence sur le résultat net.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation ajusté pour chaque trimestre est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » 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 et les autres mesures financières » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR au www.sedar.com.

- 3) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Les mesures hors PCGR incluses dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de 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 et les autres mesures financières » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR au www.sedar.com.
- 4) De base par action.

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	76,10	82,65	91,65	108,40	94,40	77,15	70,55	66,05
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	81,25	88,65	100,95	113,75	101,50	79,70	73,45	68,85
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	18,40	17,70	17,95	11,65	14,30	8,60	7,80	6,20
MSW à Edmonton	\$ CA/b	99,05	110,05	116,85	137,80	115,75	93,25	83,75	77,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	51,35	57,00	71,75	95,60	79,80	62,50	56,95	54,60
Écart léger/lourd brut entre le WTI et le WCS	\$ US/b	(24,75)	(25,65)	(19,90)	(12,80)	(14,60)	(14,65)	(13,60)	(11,45)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	2,10	4,15	8,80	6,05	(1,30)	(1,80)	(1,60)	0,35
Condensat à Edmonton	\$ US/b	79,85	83,40	87,35	108,35	96,15	79,10	69,20	66,40
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	3,05	4,90	4,15	6,90	4,50	4,45	3,40	2,95
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	142,00	213,95	221,40	122,45	90,00	107,30	100,35	104,50
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	36,70	52,75	46,70	60,05	28,25	20,65	20,90	20,35
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	31,55	39,20	43,30	49,40	20,20	16,90	20,45	20,25
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	37,40	50,70	57,30	63,45	33,80	25,35	26,70	24,55
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	37,65	40,20	41,85	52,55	26,80	19,65	19,55	18,25
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	8,20	8,55	8,10	7,80	6,45	6,10	7,35	8,15
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,74	0,74	0,77	0,78	0,79	0,79	0,79	0,81
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,74	0,74	0,73	0,78	0,80	0,79	0,78	0,81

- 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.

9. 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 2022 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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 2022 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2022.

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 2022, à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2023 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2022.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2023, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En avril 2022, la Société a mis en œuvre un nouveau système de planification des ressources de l'entreprise dans l'ensemble de l'organisation. En conséquence, elle a modifié un certain nombre de contrôles internes. Au cours du trimestre clos le 31 mars 2023, il ne s'est produit aucun autre changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

La Société a pris des mesures et établi des contrôles pour vérifier si ses contrôles internes sont adéquats et pour les mettre à jour au besoin pendant la période de transition suivant la mise en œuvre du nouveau système de planification des ressources de l'entreprise. Pour ce faire, elle procède notamment à des contrôles, à des vérifications et à des tests supplémentaires pour garantir l'intégrité des données.

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

Prévisions de la Société

Suncor a également révisé ses prévisions pour 2023 annoncées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 29 novembre 2022), comme il est indiqué dans ses communiqués de presse datés du 14 février 2023 et du 8 mai 2023, qui sont accessibles en ligne au www.sedar.com.

10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, 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 et des reprises de pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, 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, 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.

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 rapport de gestion. Tous les éléments de rapprochement sont présentés avant impôt et ajustés pour tenir compte de l'impôt sur le résultat compris dans le facteur de rapprochement de l'impôt sur le résultat.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation ajusté

Tout au long du présent rapport de gestion, 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 rapport de gestion, 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 des raffineries 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 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 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 du secteur Sables pétrolifères aux raffineries de Suncor, 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 et de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation ajusté.
- 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.
- Le facteur lié à l'impôt sur le résultat tient compte de la charge d'impôt exigible et différé de la Société sur le résultat d'exploitation ajusté, de l'incidence des variations des taux d'impôt réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI) et RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de 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 à l'ouverture et à la clôture de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

Périodes de 12 mois closes les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2023	2022
Ajustements du résultat net			
Bénéfice net		8 180	6 247
Ajouter (déduire) les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains		818	(57)
Charges d'intérêts nettes		633	628
Résultat net ajusté ¹⁾	A	9 631	6 818
Capital investi – début de l'exercice			
Dette nette ²⁾		15 421	18 829
Capitaux propres		38 274	36 325
		53 695	55 154
Capital investi – fin de l'exercice			
Dette nette ²⁾		15 714	15 421
Capitaux propres		39 949	38 274
		55 663	53 695
Capital moyen investi	B	54 171	53 700
RCI ³⁾ (%)	A/B	17,8	12,7

1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 1,713 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2023 et à 765 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2022.

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

3) Le RCI aurait été de 21,6 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2023, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 715 M\$ (542 M\$ après impôt) et des pertes de valeur de 70 M\$ (47 M\$ après impôt) au deuxième trimestre de 2022, ainsi que de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022. Le RCI aurait été de 12,4 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2022, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021.

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 extracôticières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, du calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes et des variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation 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 et les autres mesures financières » 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 mars (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	1 477	2 309	375	645	993	1 417	(131)	(523)	—	—	2 714	3 848
Ajustements pour :												—
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 138	1 105	127	129	220	212	31	25	—	—	1 516	1 471
Charge de désactualisation	114	63	17	14	2	1	—	—	—	—	133	78
Perte (profit) de change latent(e) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	3	(146)	—	—	3	(146)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	27	(21)	(25)	(17)	28	(36)	—	—	—	—	30	(74)
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	(2)	(1)	—	(11)	—	(302)	—	—	—	(314)	(2)
Rémunération fondée sur des actions	(60)	28	1	(1)	(27)	5	(117)	24	—	—	(203)	56
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(124)	(88)	(2)	—	(7)	(2)	—	(1)	—	—	(133)	(91)
Autres	16	20	(1)	(46)	(4)	—	(17)	(44)	—	—	(6)	(70)
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(738)	(976)	(738)	(976)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 588	3 414	491	724	1 194	1 597	(533)	(665)	(738)	(976)	3 002	4 094
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											(1 963)	(1 022)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											1 039	3 072

Flux de trésorerie disponibles

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 rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les distributions aux actionnaires et réduire la dette. La direction utilise cette mesure 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	
	2023	31 mars 2022
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 039	3 072
(Ajouter) déduire la variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 963)	(1 022)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 002	4 094
Moins les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(1 086)	(1 011)
Flux de trésorerie disponibles	1 916	3 083

1) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 42 M\$ au premier trimestre de 2023 et de 19 M\$ au premier trimestre de 2022.

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 sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction des coûts non liés à la production et des coûts liés à la capacité énergétique excédentaire. Les principaux coûts 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 par rapport au coût d'achat, notamment les transferts sur les pipelines d'interconnexion. 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 qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production. 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 volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte des coûts de la commercialisation intersectorielle comptabilisés dans les produits intersectoriels. 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 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 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)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation		
Produits d'exploitation	7 173	7 855
Achats de pétrole brut et de produits	(5 354)	(5 482)
	1 819	2 373
Autres (pertes) produits	156	(110)
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(2)	(13)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	1 973	2 250
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	35 583	42 311
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	55,45	53,20
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	131	(729)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	2 104	1 521
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	59,15	35,95
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	650	559
Coûts non liés au raffinage	(360)	(294)
Charges d'exploitation de raffinage	290	265
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	35 583	42 311
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	8,15	6,25

1) La production des raffineries représente le volume de production issu du processus de raffinage, et elle diffère du volume de pétrole brut traité en raison d'ajustements volumétriques en fonction des charges d'alimentation autres que le pétrole brut, du gain volumétrique associé au processus de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.

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

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

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

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

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 mars 2023	31 décembre 2022
Dettes à court terme	3 776	2 807
Tranche courante de la dette à long terme	—	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	357	317
Dettes à long terme	9 791	9 800
Obligations locatives à long terme	2 918	2 695
Dettes totales	16 842	15 619
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 128	1 980
Dettes nettes	15 714	13 639
Capitaux propres	39 949	39 367
Dettes totales majorées des capitaux propres	56 791	54 986
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	29,7	28,4
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres (%)	28,2	25,7
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	23,7	21,3

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

31 mars 2023

31 mars 2022

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Bitume non valorisé	Produits valorisés - production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Production moyenne de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés - production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Production moyenne de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 174	4 621	5 795	5 795	1 571	4 914	6 485	6 485
Ajouter les redevances	61	211	272	272	211	774	985	985
Produits d'exploitation	1 235	4 832	6 067	6 067	1 782	5 688	7 470	7 470
Autres (pertes) produits	124	(9)	115	115	(37)	44	7	7
Achats de pétrole brut et de produits	(337)	(71)	(408)	(408)	(390)	(63)	(453)	(453)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(105)	(108)	(213)		67	(136)	(69)	
Montant brut réalisé	917	4 644	5 561		1 422	5 533	6 955	
Frais de transport et de distribution	(109)	(161)	(270)	(270)	(87)	(206)	(293)	(293)
Prix obtenu	808	4 483	5 291		1 335	5 327	6 662	
Volume des ventes (kb)	15 668	45 361	61 029		13 830	46 592	60 422	
Prix obtenu par baril	51,50	98,87	86,71		96,49	114,37	110,27	

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.

Prix obtenus par le secteur E&P

Pour les trimestres clos les
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

31 mars 2023

31 mars 2022

	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	184	407	57	648	272	476	120	868
Ajouter les redevances	—	51	35	86	—	87	60	147
Produits d'exploitation	184	458	92	734	272	563	180	1 015
Frais de transport et de distribution	(5)	(14)	(2)	(21)	(6)	(17)	—	(23)
Prix obtenu	179	444	90		266	546	180	
Volume de ventes (kb)	1 574	4 389			2 336	4 460		
Prix obtenu par baril	113,82	101,11			113,60	122,13		

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

2) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable à la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. Les produits du premier trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 68 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 35 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 33 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier trimestre de 2022 tiennent compte d'une majoration de 138 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 60 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 78 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

11. Abréviations courantes

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

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoules
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ /j	milliers de pieds cubes de 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

T1	Trimestre clos le 31 mars
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

12. Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs qui 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 prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; l'incertitude liée aux conflits géopolitiques; 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 immobilisations ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion », « priorité », « stratégie » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- les énoncés concernant le projet d'acquisition de TotalEnergies Canada, y compris les avantages attendus de cette transaction tels que la possibilité qu'elle fasse progresser la stratégie à long terme de Suncor en matière d'approvisionnement en bitume quand la mine de base de la Société arrivera en fin de vie au milieu des années 2030, la provenance prévue des fonds destinés à financer ce projet d'acquisition, ainsi que le calendrier de la transaction;*
- les prévisions à l'effet que, compte tenu de la propriété exclusive de Fort Hills, de Firebag et de MacKay River, Suncor bénéficiera de bitume suffisant provenant de ses actifs régionaux du secteur Sables pétrolifères pour continuer à alimenter les unités de valorisation de base à plein régime après la fin de vie de la mine de base, ce qui est attendu vers le milieu des années 2030;*
- l'attente de Suncor selon laquelle la vente de son portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni sera finalisée au deuxième trimestre de 2023;*
- la priorité que Suncor prévoit accorder aux principes fondamentaux que sont la sécurité, l'excellence opérationnelle, la fiabilité et la rentabilité, et les attentes selon lesquelles ces principes lui permettront de dégager une valeur supérieure à long terme pour les actionnaires et de maximiser la fiabilité et la performance financière de chaque actif;*
- la stratégie et les priorités de Suncor, ainsi que les avantages qui en découlent;*
- les énoncés entourant le cadre de répartition du capital de Suncor et les attentes selon lesquelles le conseil d'administration de la Société haussera le dividende trimestriel d'environ 10 % après la conclusion de l'acquisition de TotalEnergies Canada;*
- les énoncés concernant l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova, notamment selon lequel la reprise de ses activités a été repoussée;*
- les énoncés et les attentes à l'égard du partenariat avec La Société Canadian Tire annoncé par la Société, notamment les attentes concernant le calendrier et les retombées;*
- 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 attentes concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment les travaux de révision planifiés à Syncrude, les travaux de maintenance planifiés menés tous les ans à l'installation de cokéfaction de l'unité de valorisation de base 1 du secteur Sables pétrolifères et les travaux de révision planifiés à chacune des raffineries de la Société, de même que le calendrier de ces travaux;*
- les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2023, de l'ordre de 5,4 G\$ à 5,8 G\$, les dépenses d'investissement de maintien nécessaires liées à l'acquisition potentielle de TotalEnergies Canada, y compris la participation supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills acquise au premier trimestre de 2023, la satisfaction de ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers, et le fait que Suncor estime que, si des capitaux supplémentaires sont nécessaires, un financement additionnel adéquat sera disponible sur les marchés des capitaux d'emprunt à des conditions et des taux concurrentiels;*
- 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, 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, et l'attente de Suncor selon laquelle ses remboursements anticipés sur la dette auront une incidence importante sur la dette à long terme de la Société et les paiements d'intérêts sur la dette à long terme;*
- *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 d'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 à long terme de la Société;*
- *la mise à jour par Suncor de ses prévisions concernant le contexte commercial à l'égard du cours au comptant au carrefour AECO et la production totale du secteur E&P pour l'ensemble de l'exercice .*

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

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

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

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

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

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2022, la notice annuelle de 2022 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits bruts (note 3)	12 272	14 469
Moins les redevances (note 3)	(358)	(1 132)
Autres produits (note 4)	342	14
	12 256	13 351
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	4 069	4 352
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 424	3 088
Frais de transport et de distribution	391	370
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 516	1 471
Prospection	42	39
Profit à la cession d'actifs (note 10)	(314)	(2)
Charges financières (note 6)	414	185
	9 542	9 503
Bénéfice avant impôt	2 714	3 848
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		
Exigible	738	976
Différé	(76)	(77)
	662	899
Bénéfice net	2 052	2 949
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net:		
Ajustement au titre des écarts de conversion	52	(56)
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net:		
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt	42	392
Autres éléments du résultat global	94	336
Total du résultat global	2 146	3 285
Par action ordinaire (en dollars) (note 7)		
Bénéfice net – de base et dilué	1,54	2,06
Dividendes en trésorerie	0,52	0,42

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2023	31 décembre 2022
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 128	1 980
Créances	6 435	6 068
Stocks	5 230	5 058
Impôt sur le résultat à recevoir	293	244
Actifs détenus en vue de la vente (note 11)	799	1 186
Total de l'actif courant	13 885	14 536
Immobilisations corporelles, montant net	63 448	62 654
Prospection et évaluation	1 995	1 995
Autres actifs	1 779	1 766
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 565	3 586
Impôt sur le résultat différé	84	81
Total de l'actif	84 756	84 618
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	3 776	2 807
Tranche courante des obligations locatives à long terme	357	317
Dettes fournisseurs et charges à payer	7 283	8 167
Tranche courante des provisions	588	564
Impôt à payer	193	484
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente (note 11)	340	530
Total du passif courant	12 537	12 869
Dette à long terme (note 6)	9 791	9 800
Obligations locatives à long terme	2 918	2 695
Autres passifs à long terme	1 244	1 642
Provisions	9 886	9 800
Impôt sur le résultat différé	8 431	8 445
Capitaux propres	39 949	39 367
Total du passif et des capitaux propres	84 756	84 618

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars 2022	
	2023	2022
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	2 052	2 949
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 516	1 471
Recouvrement d'impôt différé	(76)	(77)
Charge de désactualisation (note 6)	133	78
Perte (profit) de change latent sur la dette libellée en dollars américains (note 6)	3	(146)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	30	(74)
Profit à la cession d'actifs (note 10)	(314)	(2)
Rémunération fondée sur des actions	(203)	56
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(133)	(91)
Autres	(6)	(70)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 963)	(1 022)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 039	3 072
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 086)	(1 011)
Dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente	(42)	(19)
Acquisitions (note 10)	(712)	—
Produit de la cession d'actifs (note 10)	737	2
Autres placements et acquisitions (note 10)	(19)	(14)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(119)	(31)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 241)	(1 073)
Activités de financement		
Augmentation nette de la dette à court terme	962	71
Remboursement sur la dette à long terme (note 6)	(5)	(233)
Paiements au titre des obligations locatives	(82)	(84)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	36	79
Rachat d'actions ordinaires (note 8)	(874)	(827)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(4)	(2)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(690)	(601)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(657)	(1 597)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	(859)	402
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie	7	(8)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	1 980	2 205
Trésorerie et équivalents à la clôture de la période	1 128	2 599
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	159	141
Impôt sur le résultat payé	1 231	1 092

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 2021	23 650	612	814	11 538	36 614	1 441 251
Bénéfice net	—	—	—	2 949	2 949	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(56)	—	(56)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 123 \$	—	—	—	392	392	—
Total du résultat global	—	—	(56)	3 341	3 285	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	91	(11)	—	—	80	2 612
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(358)	—	—	(469)	(827)	(21 698)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(89)	—	—	(196)	(285)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	8	—	—	8	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(601)	(601)	—
Au 31 mars 2022	23 294	609	758	13 613	38 274	1 422 165
Au 31 décembre 2022	22 257	571	974	15 565	39 367	1 337 471
Bénéfice net	—	—	—	2 052	2 052	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	52	—	52	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 12 \$	—	—	—	42	42	—
Total du résultat global	—	—	52	2 094	2 146	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	35	1	—	—	36	832
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(334)	—	—	(540)	(874)	(19 936)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 8)	(20)	—	—	(21)	(41)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	5	—	—	5	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(690)	(690)	—
Au 31 mars 2023	21 938	577	1 026	16 408	39 949	1 318 367

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

(non audité)

1. Entité présentant l'information financière et description des activités

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve à Calgary (Alberta), au Canada. Les activités de Suncor sont reliées à la mise en valeur, à la production et la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière extracôtière, au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis, et à son réseau de distribution des ventes au détail et en gros Petro-Canada (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir sobre en carbone en misant sur les énergies et les carburants renouvelables et l'hydrogène. Elle exerce également 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. Suncor s'est distinguée pour sa performance et la transparence de ses informations sur l'indice mondial de durabilité Dow Jones, l'indice FTSE4Good et l'indice du CDP. Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et à la Bourse de New York (la « NYSE ») sous le symbole SU.

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 sont fondés sur les Normes internationales d'information financière publiée par l'International Accounting Standards Board et ont été établis conformément à la Norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire*. 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 2022.

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 2022.

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 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 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	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts ¹⁾	4 384	5 622	734	1 015	7 156	7 823	(2)	9	12 272	14 469
Produits intersectoriels ¹⁾	1 683	1 848	—	—	17	32	(1 700)	(1 880)	—	—
Moins les redevances	(272)	(985)	(86)	(147)	—	—	—	—	(358)	(1 132)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 795	6 485	648	868	7 173	7 855	(1 702)	(1 871)	11 914	13 337
Autres produits (pertes)	115	7	32	68	156	(110)	39	49	342	14
	5 910	6 492	680	936	7 329	7 745	(1 663)	(1 822)	12 256	13 351
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits ¹⁾	408	453	—	—	5 354	5 482	(1 693)	(1 583)	4 069	4 352
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 421	2 212	133	108	650	559	220	209	3 424	3 088
Frais de transport et de distribution	270	293	21	23	109	63	(9)	(9)	391	370
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 138	1 105	127	129	220	212	31	25	1 516	1 471
Prospection	35	31	7	8	—	—	—	—	42	39
Profit à la cession d'actifs	—	(2)	(1)	—	(11)	—	(302)	—	(314)	(2)
Charges financières	161	91	18	23	14	12	221	59	414	185
	4 433	4 183	305	291	6 336	6 328	(1 532)	(1 299)	9 542	9 503
Bénéfice (perte) avant impôt	1 477	2 309	375	645	993	1 417	(131)	(523)	2 714	3 848
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	738	976
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	(76)	(77)
	—	—	—	—	—	—	—	—	662	899
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	2 052	2 949
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ²⁾	810	668	138	83	125	132	13	128	1 086	1 011

1) Certains produits bruts et certains achats de pétrole brut et de produits des périodes précédentes ont été révisés. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les produits bruts et les achats de pétrole brut et de produits ont diminué de 150 M\$, sans incidence sur le résultat net.

2) Exclut les dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente de 42 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2023 (19 M\$ au 31 mars 2022).

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

La Société tire des produits des principales catégories de marchandises et régions géographiques suivantes :

Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars)	2023			2022		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétroliers						
Pétrole brut synthétique et diesel ¹⁾	4 832	—	4 832	5 688	—	5 688
Bitume	1 235	—	1 235	1 782	—	1 782
	6 067	—	6 067	7 470	—	7 470
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	458	271	729	563	443	1 006
Gaz naturel	—	5	5	—	9	9
	458	276	734	563	452	1 015
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 818	—	2 818	3 033	—	3 033
Distillat	3 786	—	3 786	3 845	—	3 845
Autres	569	—	569	977	—	977
	7 173	—	7 173	7 855	—	7 855
Siège social et éliminations ¹⁾						
	(1 702)	—	(1 702)	(1 871)	—	(1 871)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	11 996	276	12 272	14 017	452	14 469

1) Certains produits bruts et certains achats de pétrole brut et de produits des périodes précédentes ont été révisés. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les produits bruts et les achats de pétrole brut et de produits ont diminué de 150 M\$, sans incidence sur le résultat net.

4. Autres produits

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2023	2022
Activités de négociation de l'énergie et de gestion des risques	279	(93)
Produit financier et produits d'intérêts	59	32
Autres ¹⁾	4	75
	342	14

1) Le trimestre clos le 31 mars 2022 comprend une contrepartie éventuelle de 50 M\$ US liée à la vente de la participation directe de la Société de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle au cours du quatrième trimestre de 2021, dans le secteur Exploration et production, et un profit latent sur un placement en titres de capitaux propres, dans le secteur Siège social.

5. Rémunération fondée sur des actions

Le tableau ci-dessous résume le montant de la charge 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)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	5	8
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	96	198
	101	206

6. Charges financières

(en millions de dollars)	2023	Trimestres clos les 31 décembre 2022
Intérêts sur la dette	197	195
Intérêts sur les obligations locatives	46	39
Intérêts incorporés à l'actif	(58)	(37)
Charges d'intérêts	185	197
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	12	13
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	6	10
Charge de désactualisation	133	78
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	3	(146)
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	75	33
	414	185

Au premier trimestre de 2022, 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.

7. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Bénéfice net	2 052	2 949
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 329	1 433
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	2	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 331	1 435
(en dollars par action ordinaire)		
Bénéfice de base et dilué par action	1,54	2,06

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

Au cours du premier trimestre de 2023, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») afin de racheter des actions ordinaires de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoyait qu'entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024, Suncor pourrait racheter, aux fins d'annulation, au plus 132 900 000 de ses actions ordinaires, soit environ 10 % du flottant de Suncor (au sens attribué à ce terme dans le Guide à l'intention des sociétés de la TSX) au 3 février 2023. Au 3 février 2023, 1 330 006 760 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a racheté 8,3 millions d'actions ordinaires aux termes de la précédente offre publique de rachat de 2022 et 11,6 millions d'actions ordinaires aux termes de la nouvelle offre publique de rachat de 2023 au prix moyen de 43,85 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 874 M\$.

Au cours du premier trimestre de 2022, 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 prévoyait qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor pourrait racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 71 650 000 de ses actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

Au cours du premier trimestre de 2022, la Société a racheté 7,1 millions d'actions ordinaires aux termes de la précédente offre publique de rachat de 2021 et 14,6 millions d'actions ordinaires aux termes de la nouvelle offre publique de rachat de 2022 au prix moyen de 38,12 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 827 M\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	Trimestres clos les 31 mars 2022
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	19 936	21 698
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	334	358
Résultats non distribués	540	469
Coût des rachats d'actions	874	827

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

(en millions de dollars)	31 mars 2023	31 décembre 2022
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	156	136
Résultats non distribués	235	214
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	391	350

9. Instruments financiers

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

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

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non désignés sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2022	(65)
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice	(101)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice	62
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2023	(104)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui sont représentatifs des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.
- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données d'entrée non observables sont négligeables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 mars 2023, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

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

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 31 mars 2023, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	45	45	—	90
Dettes fournisseurs	(138)	(56)	—	(194)
	(93)	(11)	—	(104)

Au cours du premier trimestre de 2023, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Instruments financiers non dérivés

Au 31 mars 2023, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 9,8 G\$ (9,8 G\$ au 31 décembre 2022) et sa juste valeur, à 9,8 G\$ (9,4 G\$ au 31 décembre 2022). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

10. Transactions et évaluations d'actifs

Sables pétrolifères

Acquisition d'une participation supplémentaire dans Fort Hills

Le 2 février 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills auprès de Teck Resources Limited (« Teck ») pour une contrepartie de 712 M\$, ce qui a porté la participation directe globale de la Société et de ses filiales dans Fort Hills à 68,76 %. En vertu des accords en vigueur, Fort Hills demeure sous contrôle conjoint de Suncor et de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »). Suncor tient compte de sa quote-part de Fort Hills dans les états financiers consolidés.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises au moyen de la méthode de l'acquisition. La juste valeur des créances et des dettes fournisseurs se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 9). Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix et les coûts des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations.

(en millions de dollars)

Créances	35
Stocks	37
Immobilisations corporelles	1 149
Autres actifs ¹⁾	6
Total des actifs acquis	1 227
Dettes fournisseurs et charges à payer	(102)
Obligations locatives	(284)
Provision pour démantèlement	(83)
Impôt sur le résultat différé	(46)
Total des passifs pris en charge	(515)
Actifs nets acquis	712

1) Les autres actifs comprennent de la trésorerie et des équivalents de trésorerie de 3 M\$.

La participation directe supplémentaire dans Fort Hills a fait augmenter de 52 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 35 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 mars 2023.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, la participation directe supplémentaire aurait fait augmenter d'un montant additionnel de 20 M\$ les produits bruts et aurait fait diminuer d'un montant de 21 M\$ le résultat net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 12,3 G\$ et un bénéfice net consolidé de 2,0 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2023.

Siège social

Vente d'actifs éoliens et solaires

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a mené à terme la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut d'environ 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt sur la vente d'environ 260 M\$ (302 M\$ avant impôt).

11. Actifs détenus en vue de la vente

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a conclu une entente visant la vente de ses activités au Royaume-Uni, y compris ses participations dans les actifs Buzzard et Rosebank situés dans la portion britannique de la mer du Nord, pour un produit brut d'environ 1,2 G\$, dont une contrepartie éventuelle d'environ 338 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais liés à la clôture. La vente est assujettie à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation et devrait être finalisée au deuxième trimestre de 2023.

Au troisième trimestre de 2022, la Société a reclassé à titre d'actifs détenus en vue de la vente les actifs et passifs liés à ses activités au Royaume-Uni. Les activités au Royaume-Uni sont présentées dans le secteur Exploration et production.

Le tableau qui suit présente les actifs et les passifs détenus en vue de la vente au 31 mars 2023 :

(en millions de dollars)	31 mars 2023
Actifs	
Actifs courants	138
Immobilisations corporelles, montant net	372
Prospection et évaluation	289
Total des actifs	799
Passifs	
Passifs courants	(115)
Provisions	(225)
Total des passifs	(340)
Actif net	459

12. Événement postérieur à la date de clôture

Après la clôture du premier trimestre de 2023, Suncor a conclu un accord visant l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies Canada, qui détient une participation directe de 31,23 % dans Fort Hills, une participation directe de 50 % dans l'actif *in situ* Surmont (« Surmont »), ainsi que certains autres actifs connexes. L'acquisition sera réalisée pour une contrepartie en trésorerie de 5,5 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, avec une possibilité de paiements supplémentaires d'un montant total maximal de 600 M\$ expirant après cinq ans et conditionnels à la fixation du prix de référence du WCS et à l'atteinte de certaines cibles de production. Sous réserve de la clôture de la transaction, celle-ci prendra effet le 1^{er} avril 2023. Le projet *in situ* Surmont est exploité par ConocoPhillips Canada, qui détient la participation directe résiduelle de 50 %. Aux termes des ententes de coentreprise de Surmont, ConocoPhillips Canada possède certains droits de préemption, y compris un droit de premier refus à l'égard de la participation directe de 50 % dans Surmont. La réalisation de la transaction est prévue pour le troisième trimestre de 2023 et est assujettie à la renonciation au droit de premier refus à l'égard de la participation directe dans Surmont et à d'autres conditions de clôture habituelles, y compris les approbations réglementaires.

La transaction, conjointement avec l'acquisition de la participation additionnelle de 14,65 % dans Fort Hills au premier trimestre de 2023, ferait de Suncor le seul propriétaire et exploitant de Fort Hills.

Données financières et d'exploitation complémentaires

Sommaire trimestriel des résultats financiers

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	31 mars 2023	Trimestres clos les			Exercice clos le	
		31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2022
Produits bruts ^{A)}	12 272	14 754	15 869	17 815	14 469	62 907
Moins les redevances	(358)	(834)	(925)	(1 680)	(1 132)	(4 571)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances ^{A)}	11 914	13 920	14 944	16 135	13 337	58 336
Bénéfice (perte) avant impôt						
Sables pétrolifères	1 477	1 625	(1 193)	2 892	2 309	5 633
Exploration et production	375	578	637	1 361	645	3 221
Raffinage et commercialisation	993	1 517	753	2 007	1 417	5 694
Siège social et éliminations	(131)	(182)	(676)	(851)	(523)	(2 232)
Charge d'impôt sur le résultat	(662)	(797)	(130)	(1 413)	(899)	(3 239)
Bénéfice net (perte nette)	2 052	2 741	(609)	3 996	2 949	9 077
Résultat d'exploitation ajusté ^{B)}						
Sables pétrolifères	1 490	1 719	2 195	2 872	2 256	9 042
Exploration et production	375	578	555	716	645	2 494
Raffinage et commercialisation	998	1 529	755	2 008	1 395	5 687
Siège social et éliminations	(430)	(382)	47	(499)	(669)	(1 503)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(624)	(1 012)	(987)	(1 283)	(872)	(4 154)
Total	1 809	2 432	2 565	3 814	2 755	11 566
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ^{B)}						
Sables pétrolifères	2 588	2 929	3 257	4 231	3 414	13 831
Exploration et production	491	719	894	841	724	3 178
Raffinage et commercialisation	1 194	1 663	1 174	2 127	1 597	6 561
Siège social et éliminations	(533)	(273)	100	(402)	(665)	(1 240)
Charge d'impôt exigible	(738)	(849)	(952)	(1 452)	(976)	(4 229)
Total	3 002	4 189	4 473	5 345	4 094	18 101
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 963)	(265)	(24)	(1 110)	(1 022)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 039	3 924	4 449	4 235	3 072	15 680
Par action ordinaire						
Bénéfice net (perte nette) - de base	1,54	2,03	(0,45)	2,84	2,06	6,54
Bénéfice net (perte nette) - dilué	1,54	2,03	(0,45)	2,83	2,06	6,53
Résultat d'exploitation ajusté ^{B),C)}	1,36	1,81	1,88	2,71	1,92	8,34
Dividendes en trésorerie ^{C)}	0,52	0,52	0,47	0,47	0,42	1,88
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{B),C)}	2,26	3,11	3,28	3,80	2,86	13,05
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{C)}	0,78	2,91	3,26	3,01	2,14	11,30
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)						
Sables pétrolifères	810	919	1 048	905	668	3 540
Exploration et production ^{D)}	138	113	132	115	83	443
Raffinage et commercialisation	125	258	165	261	132	816
Siège social et éliminations ^{E)}	13	12	34	14	128	188
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 086	1 302	1 379	1 295	1 011	4 987

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

Données financières et d'exploitation complémentaires

Sommaire trimestriel des résultats financiers (suite)

(non audité)

	31 mars 2023	Périodes de 12 mois closes les			31 mars 2022
		31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	
Rendement du capital investi ^{B)} (%)	17,8	19,4	17,5	19,4	12,7
Rendement du capital investi – compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ^{B)} (%)	21,6	22,9	21,0	18,2	12,4

- A) La Société a revu la présentation de certains produits bruts et de certains achats de pétrole brut et de produits pour la rendre conforme à la présentation adoptée pour la période à l'étude. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les produits bruts et les achats de pétrole brut et de produits ont diminué de 150 M\$, sans incidence sur le résultat net.
- B) 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.
- C) Comprend les montants de base par action.
- D) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 42 M\$ au premier trimestre de 2023 et de 57 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- E) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 76 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les					Exercice clos le
	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2022
Volumes de production (kb/j)						
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	811,3	810,1	764,1	760,7	827,7	790,5
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel						
Activités du secteur Sables pétrolifères	315,2	316,5	268,8	294,0	333,8	303,1
Syncrude	182,6	201,0	136,3	189,0	181,5	176,9
Total du secteur Sables pétrolifères – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et diesel	497,8	517,5	405,1	483,0	515,3	480,0
Sables pétrolifères – bitume non valorisé						
Activités du secteur Sables pétrolifères	108,1	102,0	145,1	71,1	82,9	100,4
Fort Hills	69,2	68,6	95,8	87,4	87,5	84,8
Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	177,3	170,6	240,9	158,5	170,4	185,2
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	675,1	688,1	646,0	641,5	685,7	665,2
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)						
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	504,0	505,3	418,9	489,4	517,7	482,6
Bitume non valorisé	174,1	174,5	231,2	162,7	153,7	180,7
Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères	678,1	679,8	650,1	652,1	671,4	663,3
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),A)} (en millions de dollars)						
Charges décaissées	1 024	920	995	966	922	3 803
Gaz naturel	155	205	162	182	189	738
	1 179	1 125	1 157	1 148	1 111	4 541
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),A)} (\$/b)*						
Charges décaissées	25,70	23,05	25,50	28,20	23,80	25,10
Gaz naturel	3,90	5,30	4,15	5,30	4,90	4,85
	29,60	28,35	29,65	33,50	28,70	29,95
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A)} (en millions de dollars)						
Charges décaissées	260	213	208	211	203	835
Gaz naturel	18	24	18	30	25	97
	278	237	226	241	228	932
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A),B)} (\$/b)*						
Charges décaissées	38,80	33,35	23,60	26,40	25,90	26,90
Gaz naturel	2,60	3,75	2,05	3,80	3,10	3,10
	41,40	37,10	25,65	30,20	29,00	30,00
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (en millions de dollars)						
Charges décaissées	655	623	545	607	550	2 325
Gaz naturel	34	40	29	44	34	147
	689	663	574	651	584	2 472
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (\$/b)*						
Charges décaissées	38,25	32,50	40,25	33,95	32,65	34,45
Gaz naturel	2,00	2,10	2,15	2,45	2,05	2,20
	40,25	34,60	42,40	36,40	34,70	36,65

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.

B) Au premier trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}	31 mars 2023	Trimestres clos les			31 mars 2022	Exercice clos le 31 déc. 2022
		31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022		
Bitume non valorisé (\$/b)						
Prix moyen obtenu	58,49	61,43	86,34	119,97	102,78	91,27
Redevances	(3,88)	(10,37)	(11,41)	(19,71)	(15,17)	(13,81)
Frais de transport et de distribution	(6,99)	(6,91)	(6,74)	(6,56)	(6,29)	(6,64)
Charges d'exploitation nettes	(22,92)	(22,55)	(16,37)	(22,38)	(21,37)	(20,27)
Revenus d'exploitation nets	24,70	21,60	51,82	71,32	59,95	50,55
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)						
Prix moyen obtenu	102,40	109,28	124,30	141,39	118,80	123,25
Redevances	(4,66)	(10,66)	(15,20)	(26,57)	(16,60)	(17,27)
Frais de transport et de distribution	(3,53)	(3,90)	(5,03)	(4,22)	(4,43)	(4,37)
Charges d'exploitation nettes	(38,72)	(37,71)	(42,94)	(35,81)	(34,63)	(37,56)
Revenus d'exploitation nets	55,49	57,01	61,13	74,79	63,14	64,05
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)						
Prix moyen obtenu	91,13	97,00	110,80	136,08	115,13	114,56
Redevances	(4,46)	(10,59)	(13,85)	(24,87)	(16,28)	(16,33)
Frais de transport et de distribution	(4,42)	(4,67)	(5,64)	(4,80)	(4,86)	(4,99)
Charges d'exploitation nettes	(34,67)	(33,82)	(33,49)	(32,48)	(31,59)	(32,85)
Revenus d'exploitation nets	47,58	47,92	57,82	73,93	62,40	60,39

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 mars 2023	Trimestres clos les			31 mars 2022	Exercice clos le 31 déc. 2022
		31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022		
Volumes de production						
E&P Canada (kb/j)	46,7	49,1	47,5	52,9	51,2	50,2
E&P International (kbep/j)	20,3	25,9	30,6	25,8	29,2	27,8
Total des volumes de production (kbep/j)	67,0	75,0	78,1	78,7	80,4	78,0
Total des volumes des ventes (kbep/j)	68,7	75,1	81,1	86,7	79,5	80,6
Revenus d'exploitation nets ^{A),B)}						
E&P Canada (\$/b)						
Prix moyen obtenu	104,39	116,75	132,64	143,57	126,15	131,35
Redevances	(11,60)	(15,70)	(17,52)	(19,58)	(19,47)	(18,25)
Frais de transport et de distribution	(3,28)	(3,82)	(2,27)	(3,33)	(4,02)	(3,28)
Charges d'exploitation	(16,48)	(20,17)	(13,85)	(13,36)	(13,15)	(14,69)
Revenus d'exploitation nets	73,03	77,06	99,00	107,30	89,51	95,13
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/bep)						
Prix moyen obtenu	116,95	130,65	140,96	130,38	116,25	129,18
Frais de transport et de distribution	(3,13)	(1,79)	(3,67)	(2,54)	(2,65)	(2,57)
Charges d'exploitation	(12,00)	(9,16)	(9,95)	(10,96)	(8,79)	(9,66)
Revenus d'exploitation nets	101,82	119,70	127,34	116,88	104,81	116,95

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)

	31 mars 2023	Trimestres clos les			31 mars 2022	Exercice clos le 31 déc. 2022
		31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022		
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	514,8	548,2	577,3	536,9	551,9	553,6
Pétrole brut traité (kb/j)	367,7	440,0	466,6	389,3	436,5	433,2
Volumes des ventes liées aux activités de vente (ML)	4 648	5 415	5 688	5 165	5 180	21 448
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	79	94	100	84	94	93
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b)^{A)}	55,45	59,30	37,45	76,85	53,20	55,85
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b)^{A)}	59,15	69,40	50,45	62,85	35,95	54,45
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{A)}	7,20	6,15	6,35	5,45	7,35	6,30
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A),B)}	8,15	7,90	6,80	7,15	6,25	7,00
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{A)}	3,35	3,35	2,70	3,00	2,95	3,00
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	111,9	108,1	111,7	101,2	106,9	107,0
Distillat	102,0	106,9	100,5	80,3	99,8	96,9
Total des ventes de carburants de transport	213,9	215,0	212,2	181,5	206,7	203,9
Produits pétrochimiques						
Asphalte	14,7	19,4	24,2	16,2	14,8	18,7
Autres	28,7	16,4	18,0	41,7	30,1	26,5
Total des ventes de produits raffinés	268,8	261,2	264,1	249,6	262,2	259,3
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	203,9	211,8	211,9	191,4	209,6	206,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	92	95	95	86	94	93
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	96,4	123,3	122,9	116,8	119,3	120,6
Distillat	130,7	135,5	151,3	149,6	154,5	147,7
Total des ventes de carburants de transport	227,1	258,8	274,2	266,4	273,8	268,3
Asphalte						
Autres	2,4	10,5	17,8	12,3	7,0	11,9
Total des ventes de produits raffinés	246,0	287,0	313,2	287,3	289,7	294,3
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	163,8	228,2	254,7	197,9	226,9	227,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	67	94	104	81	93	93

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 cours du premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation de raffinage par baril ne comprennent pas les coûts associés aux activités de réparation à la raffinerie de Commerce City de la Société, puisque les coûts de réparation sont classés à titre de coûts non liés au raffinage qui n'ont pas trait à la production de produits raffinés.

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 mars 2023			31 décembre 2022		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 174	4 621	5 795	1 181	4 821	6 002
Plus les redevances	61	211	272	166	496	662
Produits d'exploitation	1 235	4 832	6 067	1 347	5 317	6 664
Autres (pertes) produits	124	(9)	115	(113)	(33)	(146)
Achats de pétrole brut et de produits	(337)	(71)	(408)	(182)	(76)	(258)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(105)	(108)		(68)	(127)	
Montant brut réalisé	917	4 644		984	5 081	
Redevances	(61)	(211)	(272)	(166)	(496)	(662)
Frais de transport et de distribution	(109)	(161)	(270)	(111)	(181)	(292)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{C)}	(474)	(1 947)	(2 421)	(511)	(1 982)	(2 493)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	115	190		149	230	
Charges d'exploitation nettes	(359)	(1 757)		(362)	(1 752)	
Revenus d'exploitation nets	388	2 515		345	2 652	
Volumes de ventes (kb)	15 668	45 361		16 050	46 487	
Revenus d'exploitation nets par baril	24,70	55,49		21,60	57,01	

Pour les trimestres clos les	30 septembre 2022			30 juin 2022		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 299	4 407	6 706	1 929	5 346	7 275
Plus les redevances	243	586	829	292	1 195	1 487
Produits d'exploitation	2 542	4 993	7 535	2 221	6 541	8 762
Autres (pertes) produits	74	(4)	70	(4)	20	16
Achats de pétrole brut et de produits	(634)	(144)	(778)	(467)	(94)	(561)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(145)	(52)		27	(105)	
Montant brut réalisé	1 837	4 793		1 777	6 362	
Redevances	(243)	(586)	(829)	(292)	(1 195)	(1 487)
Frais de transport et de distribution	(143)	(195)	(338)	(97)	(190)	(287)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(536)	(1 742)	(2 278)	(311)	(1 858)	(2 169)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	188	87		(20)	246	
Charges d'exploitation nettes	(348)	(1 655)		(331)	(1 612)	
Revenus d'exploitation nets	1 103	2 357		1 057	3 365	
Volumes de ventes (kb)	21 272	38 561		14 808	44 992	
Revenus d'exploitation nets par baril	51,82	61,13		71,32	74,79	

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.

C) Au cours du premier trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills.

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 mars 2022		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 571	4 914	6 485
Plus les redevances	211	774	985
Produits d'exploitation	1 782	5 688	7 470
Autres (pertes) produits	(37)	44	7
Achats de pétrole brut et de produits	(390)	(63)	(453)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	67	(136)	
Montant brut réalisé	1 422	5 533	
Redevances	(211)	(774)	(985)
Frais de transport et de distribution	(87)	(206)	(293)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(364)	(1 848)	(2 212)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	69	235	
Charges d'exploitation nettes	(295)	(1 613)	
Revenus d'exploitation nets	829	2 940	
Volumes de ventes (kb)	13 830	46 592	
Revenus d'exploitation nets par baril	59,95	63,14	

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2022		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 980	19 488	26 468
Plus les redevances	912	3 051	3 963
Produits d'exploitation	7 892	22 539	30 431
Autres (pertes) produits	(80)	27	(53)
Achats de pétrole brut et de produits	(1 673)	(377)	(2 050)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(119)	(420)	
Montant brut réalisé	6 020	21 769	
Redevances	(912)	(3 051)	(3 963)
Frais de transport et de distribution	(438)	(772)	(1 210)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 722)	(7 430)	(9 152)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	386	798	
Charges d'exploitation nettes	(1 336)	(6 632)	
Revenus d'exploitation nets	3 334	11 314	
Volumes de ventes (kb)	65 960	176 632	
Revenus d'exploitation nets par baril	50,55	64,05	

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.

C) Au cours du premier trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills.

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 Exploration et production ^{A)}

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

Pour les trimestres clos les	31 mars 2023				31 décembre 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	184	407	57	648	378	345	190	913
Plus les redevances	—	51	35	86	—	54	118	172
Produits d'exploitation	184	458	92	734	378	399	308	1 085
Redevances	—	(51)	(35)	(86)	—	(54)	(118)	(175)
Frais de transport et de distribution	(5)	(14)	(2)	(21)	(5)	(13)	(16)	(34)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(26)	(81)	(26)	(133)	(31)	(83)	(19)	(133)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	7	9			4	14		
Revenus d'exploitation nets	160	321			346	263		
Volumes de ventes (kbep)	1 574	4 389			2 893	3 414		
Revenus d'exploitation nets par baril	101,82	73,03			119,70	77,06		

Pour les trimestres clos les	30 septembre 2022				30 juin 2022			
	International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	280	630	6	916	292	670	64	1 026
Plus les redevances	—	96	—	96	—	105	88	193
Produits d'exploitation	280	726	6	1 012	292	775	152	1 219
Redevances	—	(96)	—	(96)	—	(105)	(88)	(193)
Frais de transport et de distribution	(7)	(12)	—	(19)	(6)	(19)	—	(25)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(26)	(85)	(7)	(118)	(32)	(87)	(12)	(131)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	5	9			7	14		
Revenus d'exploitation nets	252	542			261	578		
Volumes de ventes (kbep)	1 984	5 475			2 240	5 404		
Revenus d'exploitation nets par baril	127,34	99,00			116,88	107,30		

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 d'exploitation nets du secteur Exploration et production ^{A)}

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

Pour les trimestre clos les	31 mars 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	272	476	120	868
Plus les redevances	—	87	60	147
Produits d'exploitation	272	563	180	1 015
Redevances	—	(87)	(60)	(147)
Frais de transport et de distribution	(6)	(17)	—	(23)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(72)	(5)	(108)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	9	14		
Revenus d'exploitation nets	244	401		
Volumes de ventes (kbep)	2 336	4 460		
Revenus d'exploitation nets par baril	104,81	89,51		

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 222	2 122	379	3 723
Plus les redevances	—	342	266	608
Produits d'exploitation	1 222	2 464	645	4 331
Redevances	—	(342)	(266)	(608)
Frais de transport et de distribution	(24)	(61)	(16)	(101)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(120)	(327)	(43)	(490)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	25	51		
Revenus d'exploitation nets	1 103	1 785		
Volumes de ventes (kbep)	9 453	18 753		
Revenus d'exploitation nets par baril	116,95	95,13		

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 indication contraire)

Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation	Trimestres clos les					Exercice clos le
	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2022
Produits d'exploitation	7 173	9 019	9 615	10 239	7 855	36 728
Achats de pétrole brut et de produits	(5 354)	(6 515)	(7 879)	(7 385)	(5 482)	(27 261)
	1 819	2 504	1 736	2 854	2 373	9 467
Autres (pertes) produits	156	61	(46)	35	(110)	(60)
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	(2)	3	(4)	(6)	(13)	(20)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 973	2 568	1 686	2 883	2 250	9 387
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	35 583	43 321	45 000	37 517	42 311	168 149
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	55,45	59,30	37,45	76,85	53,20	55,85
Perte (profit) au titre de la méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque ^{B)}	131	439	585	(525)	(729)	(230)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	2 104	3 007	2 271	2 358	1 521	9 157
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	59,15	69,40	50,45	62,85	35,95	54,45
Marge brute liée aux activités de vente						
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 973	2 568	1 686	2 883	2 250	9 387
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 639)	(2 236)	(1 326)	(2 602)	(1 869)	(8 033)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	334	332	360	281	381	1 354
Volumes des ventes (ML)	4 648	5 415	5 688	5 165	5 180	21 448
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	7,20	6,15	6,35	5,45	7,35	6,30
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	650	680	596	592	559	2 427
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),10)}	156	181	154	156	153	644
Moins les autres charges d'exploitation ^{D),11)}	204	157	137	167	141	602
Charges d'exploitation de raffinage ^{A),D)}	290	342	305	269	265	1 181
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	35 583	43 321	45 000	37 517	42 311	168 149
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A),D)}	8,15	7,90	6,80	7,15	6,25	7,00
Volumes des ventes (ML)	4 648	5 415	5 688	5 165	5 180	21 448
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A)}	3,35	3,35	2,70	3,00	2,95	3,00

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.

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 cours du premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation de raffinage par baril ne comprennent pas les coûts associés aux activités de réparation à la raffinerie de Commerce City de la Société, puisque les coûts de réparation sont classés à titre de coûts non liés au raffinage qui n'ont pas trait à la production de produits raffinés.

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 l'exercice clos les)	31 mars 2023	Trimestres clos les			Exercice clos le		
		31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2022	
Pétrole brut WTI à Cushing	76,10	82,65	91,65	108,40	94,40	94,25	
Pétrole brut SYN à Edmonton	78,20	86,80	100,45	114,45	93,10	98,70	
WCS à Hardisty	51,35	57,00	71,75	95,60	79,80	75,95	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	36,70	52,75	46,70	60,05	28,25	47,00	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	31,55	39,20	43,30	49,40	20,20	38,10	
Valeur du produit							
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %	45,10	54,15	55,35	67,40	49,05	56,50
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)}	40 %	43,05	48,75	54,00	63,10	45,85	52,95
WTI	20 %	15,20	16,55	18,35	21,70	18,90	18,85
Facteur saisonnier		6,50	6,50	5,00	5,00	6,50	5,75
		109,85	125,95	132,70	157,20	120,30	134,05
Valeur du pétrole brut							
SYN	40 %	31,30	34,70	40,20	45,80	37,25	39,50
WCS	40 %	20,55	22,80	28,70	38,25	31,90	30,40
WTI	20 %	15,20	16,55	18,35	21,70	18,90	18,85
		67,05	74,05	87,25	105,75	88,05	88,75
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor		42,80	51,90	45,45	51,45	32,25	45,30
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b) ^{A)}		57,85	70,45	59,35	65,70	40,85	58,95

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 représente 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 représente 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 ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, 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 d'exploitation 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 ajusté, 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 pour chaque trimestre (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés 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 d'exploitation 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 d'exploitation 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 d'exploitation nets du secteur Exploration et production (« E&P »)

Les revenus d'exploitation 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 en fonction des coûts non liés à la production et des coûts liés à la capacité énergétique excédentaire. 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 par rapport au coût d'achat, notamment les transferts sur les pipelines d'interconnexion. 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 qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au coût de production. 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 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, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport trimestriel. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.
- 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 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.
- 4) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.
- 5) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable dans le présent document. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe, ce qui est requis aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. Sur la base de la participation directe, les produits comprennent un montant majoré et des montants compensatoires sont présentés dans les redevances pour le secteur E&P. La charge d'impôt sur le résultat est comptabilisée de manière consolidée.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 7) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle.
- 8) 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.
- 9) Les produits d'exploitation liés aux activités de vente, les autres produits moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 10) Les charges d'exploitation liées aux activités de vente reflètent les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de vente au détail et en gros.
- 11) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'éthanol et certaines autres charges d'exploitation et certains autres frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.
- 12) Afin de refléter les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique qui se rapproche de la marge brute réalisée sur cinq barils de pétrole brut de différentes qualités, lesquels sont raffinés pour produire deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte tenu des activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente de la Société, mais compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit est tributaire de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier constitue une estimation et rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur brute est influencée par les cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Notes explicatives

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

Abréviations

b	-	baril
b/j	-	barils par jour
kb	-	milliers de barils
kb/j	-	milliers de barils par jour
bep	-	barils équivalent pétrole
bep/j	-	barils équivalent pétrole par jour
kbep	-	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	-	milliers de barils équivalent pétrole par jour
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