

Rapport aux actionnaires pour le quatrième 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 présent document. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du présent document. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

Faits saillants du quatrième trimestre

- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ de 4,0 G\$, y compris un avantage fiscal non récurrent de 880 M\$.**
- **Redistribution de 1,1 G\$ aux actionnaires, soit des dividendes de 704 M\$ et des rachats d'actions de 375 M\$.**
- **Production en amont totale de 808 100 barils équivalent pétrole par jour (bep/j), soit le deuxième meilleur trimestre de l'histoire de la Société.**
- **Meilleure production jamais enregistrée par le secteur Sables pétrolifères de 757 400 barils par jour (b/j), avec un taux d'utilisation des installations de valorisation de plus de 100 % compte non tenu des périodes de maintenance.**
- **Excellente performance des activités en aval, avec un débit de traitement par les raffineries de 455 900 b/j et un taux d'utilisation des raffineries de 98 %.**
- **Hausse du dividende par action trimestriel d'environ 5 %, le portant à 0,545 \$ par action.**

« Notre performance au quatrième trimestre nous a permis de terminer l'année en force, de respecter nos engagements et d'entreprendre l'exercice 2024 avec vigueur », a déclaré Rich Kruger, président et chef de la direction de Suncor. « Surtout, le trimestre s'est avéré le plus sécuritaire de l'exercice, cet exercice ayant été le plus sécuritaire de l'histoire de la Société. De plus, la fiabilité des activités en amont pour l'ensemble de nos activités a atteint ou s'est approchée de son niveau record, ce qui a permis de réaliser une production totale trimestrielle arrivant au deuxième rang parmi les plus élevées de l'histoire de la Société, ainsi que la meilleure production trimestrielle jamais enregistrée par le secteur Sables pétrolifères. La performance des activités en aval a été tout autant excellente, comme en fait foi l'utilisation de la capacité de raffinage, qui s'est hissée à 98 % pour le trimestre. Nous prévoyons continuer de déployer beaucoup d'efforts en matière de sécurité, d'excellence opérationnelle, de fiabilité et de rentabilité afin d'améliorer encore davantage la performance et de créer de la valeur ajoutée pour nos actionnaires. »

Faits saillants de l'exercice 2023

- **Meilleure performance globale en matière de sécurité des employés et des sous-traitants de l'histoire de la Société.**
- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ de 13,3 G\$, soit le deuxième meilleur résultat de l'histoire de la Société.**
- **Redistribution de 5,0 G\$ aux actionnaires, soit des dividendes de 2,8 G\$ et des rachats d'actions de 2,2 G\$.**
- **Production en amont totale de 745 700 bep/j, ce qui représente le deuxième meilleur exercice de l'histoire de la Société.**
- **Performance record du secteur Sables pétrolifères de 689 600 b/j, ce qui comprend la meilleure production enregistrée à Syncrude et à Firebag.**
- **Meilleure utilisation combinée des installations de valorisation jamais enregistrée de 92 %, soit 3 % de plus que le record précédent.**
- **Excellente performance des activités en aval, présentant un taux d'utilisation des raffineries de 90 %, ce taux ayant atteint 99 % au deuxième semestre.**
- **Acquisition de la participation restante de 45,89 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 2,2 G\$ et réalisation de ventes d'actifs pour un produit de 1,8 G\$.**

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 document.

Résultats du quatrième trimestre

Faits saillants financiers

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	T4 2023	T3 2023	T4 2022
Bénéfice net	2 820	1 544	2 741
Par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	2,18	1,19	2,03
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	1 635	1 980	2 432
Par action ordinaire ^{1), 2)} (en dollars)	1,26	1,52	1,81
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	4 034	3 634	4 189
Par action ordinaire ^{1), 2)} (en dollars)	3,12	2,80	3,11
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	4 184	3 924
Par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	3,34	3,22	2,91
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾	1 482	1 512	1 258
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	2 482	2 057	2 887
Dividende par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	0,55	0,52	0,52
Rachats d'actions par action ordinaire ⁴⁾ (en dollars)	0,29	0,23	0,54
Distributions aux actionnaires ⁵⁾	1 079	976	1 425
Dette nette ²⁾	13 678	12 995	13 639

Faits saillants de l'exploitation	T4 2023	T3 2023	T4 2022
Production en amont totale (kbep/j)	808,1	690,5	763,1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	99	94

1) De base par action.

2) 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 document.

3) Exclut les intérêts incorporés à l'actif et les dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente.

4) Les rachats d'actions par action ordinaire correspondent au coût total des rachats d'actions divisé par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation pour la période applicable.

5) Comprennent les dividendes versés sur les actions ordinaires et les rachats d'actions ordinaires.

Résultats financiers

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾

(en millions de dollars)	T4 2023	T3 2023	T4 2022
Bénéfice net	2 820	1 544	2 741
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(199)	256	(200)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(9)	13	106
Profit sur acquisition importante	(1 125)	—	—
Dépréciation d'actifs et décomptabilisation	158	253	—
Recouvrement d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(10)	(86)	(215)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 635	1 980	2 432

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 « Recouvrement 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 présent document.

- Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est établi à 1,635 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 2,432 G\$ (1,81 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse découle essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable à la conjoncture économique difficile au cours du trimestre à l'étude et de la baisse des volumes de ventes du secteur Exploration et production (« E&P »), facteurs partiellement contrebalancés par la baisse de l'impôt sur le résultat, par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et par l'accroissement de la production des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »). Le résultat d'exploitation ajusté reflète également une baisse des cours de référence au cours des deux périodes, ce qui a donné lieu à la réalisation d'un plus grand profit intersectoriel au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le bénéfice net de Suncor s'est établi à 2,820 G\$ (2,18 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2023, ce qui comprend un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ découlant de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »), contre 2,741 G\$ (2,03 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, les éléments de rapprochement présentés dans le tableau ci-dessus ont influé sur le bénéfice net du quatrième trimestre de 2023 et du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 4,034 G\$ (3,12 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 4,189 G\$ (3,11 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté, de même que celle d'un avantage fiscal non récurrent d'environ 880 M\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada au quatrième trimestre 2023.
- Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 4,318 G\$ (3,34 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 3,924 G\$ (2,91 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Suncor s'est élevé à 3,395 G\$ au quatrième trimestre de 2023, contre 3,556 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse découle principalement de la diminution des coûts des marchandises, notamment le gaz naturel, de la baisse des charges de rémunération fondée sur des actions et de l'incidence de la vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni. La diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux a été en partie contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation liées aux participations directes supplémentaires de la Société dans Fort Hills, qui a été acquise au cours des premier et quatrième trimestres de 2023.
- Au 31 décembre 2023, la dette nette de Suncor s'élevait à 13,678 G\$, ce qui représente une hausse de 683 M\$ par rapport à celle au 30 septembre 2023 qui est essentiellement imputable à l'émission de titres d'emprunt à long terme et à une hausse nette des contrats de location liés à l'acquisition de Fort Hills au cours du trimestre, ainsi qu'à une diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie compensée en partie par la diminution de la dette à court terme.

Résultats d'exploitation

(en kb/j, à moins d'indication contraire)	T4 2023	T3 2023	T4 2022
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	866,2	787,0	810,1
Production de pétrole brut synthétique et de diesel	495,6	488,9	531,1
Diesel consommé à l'interne et transferts internes	(19,9)	(19,6)	(13,6)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	475,7	469,3	517,5
Production de bitume	327,0	207,7	178,5
Transferts internes de bitume	(45,3)	(30,9)	(7,9)
Production de bitume non valorisé	281,7	176,8	170,6
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	757,4	646,1	688,1
Exploration et production (kbep/j)	50,7	44,4	75,0
Production en amont totale (kbep/j)	808,1	690,5	763,1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	99	94
Pétrole brut traité par les raffineries	455,9	463,2	440,0

« La performance au chapitre de l'exploitation a été exceptionnelle au quatrième trimestre et a permis d'inscrire plusieurs records de production, notamment la production record du secteur Sables pétrolifères, la production brute record à Fort Hills et la deuxième production trimestrielle en amont de l'histoire de notre société », a déclaré M. Kruger. « Ces résultats démontrent à quel point l'accent placé sur les facteurs fondamentaux se traduit par une performance exceptionnelle et le respect de nos engagements. »

- La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au quatrième trimestre de 2023 par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la forte production de bitume à Fort Hills, en partie contrebalancées par la diminution de la production de bitume enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et par Firebag en raison des travaux de révision et de maintenance planifiés.
- La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 475 700 b/j pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 517 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères qui ont été menés durant la première partie du quatrième trimestre de 2023. Le taux d'utilisation de l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 83 % au quatrième trimestre de 2023, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'unité de valorisation de Syncrude a affiché un taux d'utilisation de 101 % au quatrième trimestre de 2023, contre 99 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les transferts internes de bitume ont atteint 45 300 b/j au quatrième trimestre de 2023, ce qui rend compte du niveau accru d'intégration des actifs régionaux du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La hausse est principalement attribuable aux 41 800 b/j de bitume qui ont été transférés depuis Fort Hills vers l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ce qui a permis de tirer parti de l'augmentation du rendement grâce aux barils de Fort Hills.
- La production de bitume non valorisé commercialisable de la Société s'est accrue pour s'établir à 281 700 b/j au quatrième trimestre de 2023, contre 170 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la forte production de bitume à Fort Hills, ainsi que la production accrue de bitume aux installations *in situ* et à Fort Hills distribuée sur le marché au cours du trimestre à l'étude en raison de la moins grande disponibilité des installations de valorisation ayant découlé de travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.
- La production du secteur E&P a reculé au quatrième trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni.
- Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 455 900 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 98 % au quatrième trimestre de 2023, contre 440 000 b/j et 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les taux d'utilisation élevés dans l'ensemble des raffineries au cours du trimestre à l'étude et par l'incidence des travaux de maintenance non planifiés menés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les ventes de produits raffinés au quatrième trimestre de 2023 se sont établies à 575 500 b/j, en comparaison de 548 200 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'accroissement de la production des raffineries, en partie contrebalancé par une accumulation plus importante de stocks de produits raffinés au cours du trimestre à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Mises à jour concernant la Société et la stratégie

- **Clôture de l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies.** Le 20 novembre 2023, Suncor a mené à terme l'acquisition de TotalEnergies Canada, qui détenait la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills, pour un montant de 1,468 G\$ avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La Société est donc aujourd'hui l'unique propriétaire de Fort Hills. La date de prise d'effet de la transaction est le 1^{er} avril 2023.
- **Redémarrage de la production de l'unité Terra Nova.** Le navire de production, de stockage et de déchargement Terra Nova a redémarré la production en toute sécurité au quatrième trimestre 2023, et la production devrait continuer de s'accroître au début de 2024.
- **Hausse du dividende trimestriel.** Au quatrième trimestre de 2023, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,545 \$ par action, soit une augmentation d'environ 5 % par rapport au dividende du trimestre précédent.

Perspectives de la Société

Aucune modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 5 décembre 2023.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2024, visitez le <https://www.suncor.com/fr-ca/investisseurs/perspectives-de-la-societe>.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Après la clôture du quatrième trimestre de 2023, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités afin de racheter des actions ordinaires de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 26 février 2024 et le 25 février 2025, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 128 700 000 de ses actions ordinaires, soit environ 10 % de son flottant de 1 287 130 400 actions ordinaires au 12 février 2024. Au 12 février 2024, 1 287 461 183 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

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

Aux termes de son offre publique de rachat précédente, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 132 900 000 actions ordinaires entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024. Entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024, et aux termes de son offre publique de rachat précédente, Suncor a racheté 47 106 802 actions ordinaires sur le marché libre, pour environ 2,0 G\$, à un prix moyen pondéré de 42,87 \$ par action ordinaire.

Sous réserve de l'exemption au titre de l'achat en bloc à la disposition de Suncor à l'égard des rachats normalisés sur le marché libre aux termes de l'offre publique de rachat, Suncor limitera le rachat quotidien d'actions ordinaires de Suncor sur la TSX dans le cadre de l'offre publique de rachat à 25 % (1 970 790 actions ordinaires) ou moins du volume de négociation quotidien moyen des actions ordinaires de Suncor sur la TSX au cours de la période de six mois précédente (7 883 161 actions ordinaires). Les rachats aux termes de l'offre publique de rachat prendront la forme de rachats sur le marché libre au cours des actions, et d'autres formes permises par les autorités en valeurs mobilières. Suncor s'attend à prendre part à un régime d'achat automatique d'actions lié aux rachats réalisés dans le cadre de l'offre publique de rachat le 26 février 2024.

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 présent document.

Analyse du quatrième trimestre

Le 21 février 2024

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 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 l'électricité et les carburants renouvelables. 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. 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.

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.sedarplus.ca, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent document et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les références à « nous », « notre », « Suncor » ou « la Société » désignent Suncor Énergie Inc. ainsi que ses filiales et ses partenariats, sauf indication contraire ou à moins que le contexte n'exige une autre interprétation.

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, 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.

Abréviations courantes

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

Table des matières

1. Faits saillants du quatrième trimestre	7
2. Information financière et d'exploitation consolidée	8
3. Résultats sectoriels et analyse	13
4. Impôt sur le résultat	23
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	24
6. Situation financière et situation de trésorerie	26
7. Données financières trimestrielles	29
8. Autres éléments	31
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières	32
10. Abréviations courantes	41
11. Mises en garde	42

1. Faits saillants du quatrième trimestre

- **Résultats financiers du quatrième trimestre.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ de Suncor se sont établis à 4,034 G\$ (3,12 \$ par action ordinaire), ce qui comprend un avantage fiscal non récurrent d'environ 880 M\$, en comparaison de 4,189 G\$ (3,11 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté¹⁾ s'est établi à 1,635 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire), en comparaison de 2,432 G\$ (1,81 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Production totale record pour le secteur Sables pétroliers.** La production totale du secteur Sables pétroliers s'est établie à 757 400 b/j au quatrième trimestre, ce qui représente la production trimestrielle la plus élevée de ce secteur de toute l'histoire de la Société. Suncor a dégagé une production en amont annuelle de 745 700 bep/j, soit la deuxième plus importante de son histoire, grâce à la production totale record de 689 600 b/j du secteur Sables pétroliers, comparativement à 665 200 b/j en 2022, la Société ayant enregistré une production record de pétrole brut synthétique pour l'exercice écoulé, notamment à Syncrude et à Firebag.
- **Redémarrage de la production de l'unité Terra Nova.** Le navire de production, de stockage et de déchargement Terra Nova a redémarré la production en toute sécurité au quatrième trimestre 2023, et la production devrait continuer de s'accroître au début de 2024.
- **Taux d'utilisation élevé en aval et excellentes marges.** Au quatrième trimestre de 2023, le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 455 900 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 98 %, contre 440 000 b/j et 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le taux d'utilisation élevé enregistré dans l'ensemble des raffineries au cours du trimestre à l'étude et par l'incidence des travaux de maintenance planifiés menés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Calculées selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation représentent plus de 100 % des marges réalisées par Suncor pour le quatrième trimestre de 2023 comparativement à l'indice 5-2-2-1 de Suncor.
- **Clôture de l'acquisition des activités canadiennes de TotalEnergies.** Le 20 novembre 2023, Suncor a mené à terme l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »), qui détenait la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills, pour un montant de 1,468 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La Société est donc aujourd'hui l'unique propriétaire de Fort Hills. La transaction, qui a pris effet le 1^{er} avril 2023, a été financée au moyen de l'émission de titres de créance d'un montant de 1,5 G\$.
- **Redistribution de valeur aux actionnaires.** Au quatrième trimestre 2023, Suncor a redistribué 1,1 G\$ de valeur aux actionnaires au moyen de paiements de dividendes de 704 M\$ et de rachats d'actions totalisant 375 M\$. En 2023, Suncor a redistribué un total de 5,0 G\$ aux actionnaires, dont environ 2,8 G\$ sous forme de dividendes et 2,2 G\$, soit environ 3,9 % de ses actions en circulation au 31 décembre 2022, sous forme de rachats d'actions.
- **Hausse du dividende trimestriel.** Au quatrième trimestre de 2023, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,545 \$ par action, soit une augmentation d'environ 5 % par rapport au dividende du trimestre précédent, ce qui représente le dividende par action le plus élevé de l'histoire de la Société.
- **Renouvellement du programme de rachat d'actions.** Après la clôture du quatrième 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 ») permettant le rachat de jusqu'à 10 % du flottant de Suncor au 12 février 2024 sur une période de 12 mois.

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

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 document.

2. Information financière et d'exploitation consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat				
Sables pétrolifères	2 660	1 625	6 811	5 633
Exploration et production	133	578	1 691	3 221
Raffinage et commercialisation	598	1 517	3 383	5 694
Siège social et éliminations	(1)	(182)	(1 296)	(2 232)
Charge d'impôt sur le résultat	(570)	(797)	(2 294)	(3 239)
Bénéfice net	2 820	2 741	8 295	9 077
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾				
Sables pétrolifères	1 526	1 719	5 967	9 042
Exploration et production	133	578	1 084	2 494
Raffinage et commercialisation	598	1 529	3 367	5 687
Siège social et éliminations	(42)	(382)	(1 349)	(1 503)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(580)	(1 012)	(2 392)	(4 154)
Total	1 635	2 432	6 677	11 566
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾				
Sables pétrolifères	2 651	2 929	10 725	13 831
Exploration et production	228	719	1 612	3 178
Raffinage et commercialisation	811	1 663	4 268	6 561
Siège social et éliminations	10	(273)	(1 546)	(1 240)
Recouvrement (charge) d'impôt sur le résultat exigible	334	(849)	(1 734)	(4 229)
Total	4 034	4 189	13 325	18 101
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	284	(265)	(981)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	3 924	12 344	15 680
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ^{2),3)}				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	892	936	3 543	3 315
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	590	322	2 030	1 504
Total	1 482	1 258	5 573	4 819
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	2 482	2 887	7 497	13 114

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 document.

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 70 M\$ pour le quatrième trimestre de 2023 et de 255 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, en comparaison de 44 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022 et de 168 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

3) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le quatrième trimestre de 2023 et de 108 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à 40 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022 et à 133 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Volumes de production				
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	475,7	517,5	487,0	480,0
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	281,7	170,6	202,6	185,2
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	757,4	688,1	689,6	665,2
Exploration et production (kbep/j)	50,7	75,0	56,1	78,0
Total de la production en amont (kbep/j)	808,1	763,1	745,7	743,2
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	94	90	93
Volumes de production par secteurs (kb/j)	455,9	440,0	420,7	433,2

Résultats financiers

Bénéfice net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 2,820 G\$ pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 2,741 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont touché le résultat d'exploitation ajusté mentionnés ci-dessous.

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

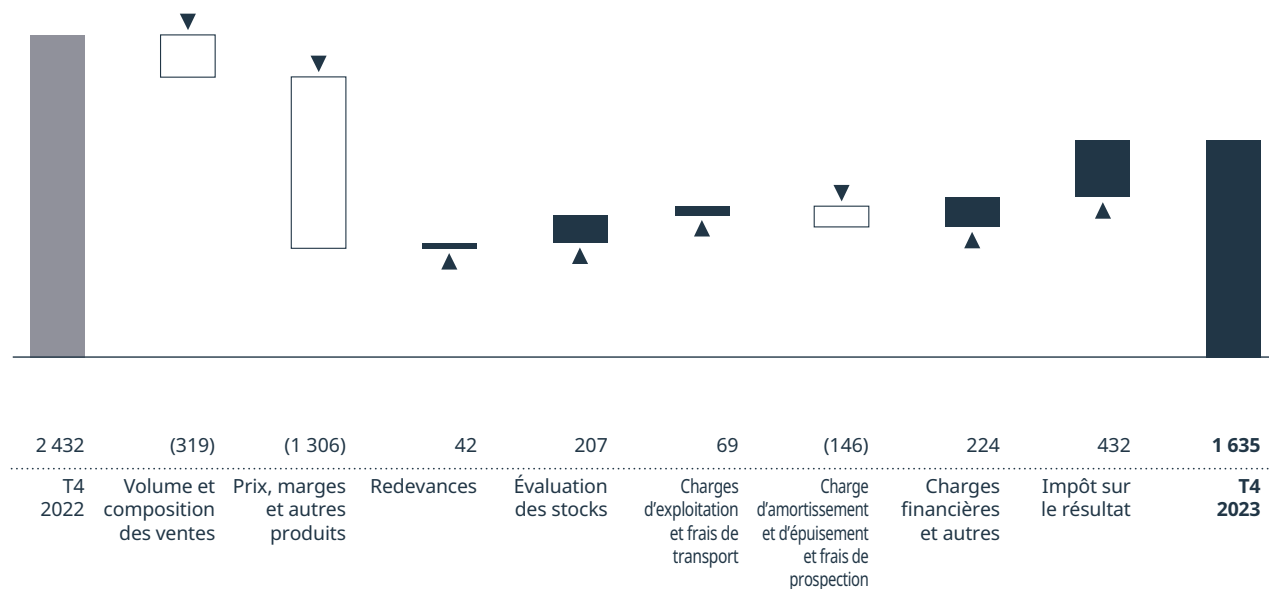
- La Société a inscrit dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations un profit de change latent à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 199 M\$ pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 200 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022.
- La Société a comptabilisé, au poste « Autres produits (pertes) », un profit latent sur les activités de gestion des risques de 9 M\$ pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison d'une perte latente de 106 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022.
- Au quatrième trimestre de 2023, la Société a inscrit un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ dans le secteur Sables pétrolifères à la suite de l'acquisition de TotalEnergies Canada.
- Au quatrième trimestre de 2023, Suncor a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 158 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social et éliminations.
- Au quatrième trimestre de 2023, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt sur le résultat de 10 M\$ lié aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à 215 M\$ au quatrième trimestre de 2022.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Bénéfice net	2 820	2 741	8 295	9 077
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(199)	(200)	(184)	729
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(9)	106	12	5
(Profit) perte sur cessions et acquisitions importantes ²⁾	(1 125)	—	(2 034)	65
Dépréciation d'actifs et décomptabilisation ³⁾	158	—	411	2 752
Charge de restructuration ⁴⁾	—	—	275	—
Comptabilisation d'un produit d'assurance ⁵⁾	—	—	—	(147)
Recouvrement d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(10)	(215)	(98)	(915)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 635	2 432	6 677	11 566

- 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 « Recouvrement 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 présent document.
- 2) Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires. Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a comptabilisé un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni. Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé, dans le secteur Exploration et Production (« E&P »), une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de sa quote-part des actifs situés en Norvège.
- 3) Au troisième trimestre de 2023, la Société a inscrit des charges de décomptabilisation de 253 M\$ liées à ses biens en cours d'aménagement de Meadow Creek, qui font partie du secteur Sables pétrolifères. Au deuxième trimestre de 2022, à la suite de la décision de redémarrer le projet d'extension ouest de White Rose, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 715 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose. De plus, toujours au deuxième trimestre de 2022, elle a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège par suite de la vente des actifs de son secteur E&P situés dans ce pays. Au troisième trimestre de 2022, dans le cadre de la conclusion par la Société d'un accord visant l'acquisition de la participation directe de 14,65 % de Teck Resources Limited dans Fort Hills et en raison des mises à jour du plan à long terme concernant Fort Hills, notamment les plans à l'égard des coûts de production et d'exploitation, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills.
- 4) Au deuxième trimestre de 2023, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations, une charge de restructuration de 275 M\$ liée aux plans de réduction des effectifs de la Société.
- 5) Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé, dans les autres produits du secteur E&P, un produit d'assurance de 147 M\$ lié à ses actifs en Libye.

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 document pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est établi à 1,635 G\$ (1,26 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 2,432 G\$ (1,81 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse découle essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable à la conjoncture économique difficile au cours du trimestre à l'étude et de la baisse des volumes de ventes du secteur E&P, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse de l'impôt sur le résultat, par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et par l'accroissement de la production des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »). Le résultat d'exploitation ajusté reflète également une baisse des cours de référence au cours des deux périodes, ce qui a donné lieu à la réalisation d'un plus grand profit intersectoriel au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 4,034 G\$ (3,12 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 4,189 G\$ (3,11 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté, de même que celle d'un avantage fiscal non récurrent d'environ 880 M\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada au quatrième trimestre 2023.

Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 4,318 G\$ (3,34 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 3,924 G\$ (2,91 \$ 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 entrée de trésorerie liée aux soldes du fonds de roulement de la Société au cours du trimestre à l'étude comparativement à une sortie de fonds au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'entrée de trésorerie au quatrième trimestre de 2023 découle principalement de la baisse des soldes des créances attribuable à la diminution des cours de référence des marchandises qui a été observée au cours du trimestre, partiellement contrebalancée par la baisse de l'impôt sur le résultat à payer et par le recul des dettes fournisseurs et charges à payer.

Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ¹⁾	2 846	2 630	10 780	9 869
Marchandises ¹⁾	446	641	1 739	2 196
Rémunération fondée sur des actions et autres coûts ²⁾	103	285	864	742
Total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 395	3 556	13 383	12 807

1) La Société a revu le montant de certains coûts des marchandises afin de les rendre conformes à la présentation adoptée pour la période à l'étude. Pour le premier semestre de 2023, les coûts des marchandises ont été réduits et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ont été accrûs de 41 M\$, sans que cela n'ait d'incidence sur le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

- 2) Pour le quatrième trimestre de 2023, la charge de rémunération fondée sur des actions de 75 M\$ tient compte d'un montant de 27 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétroliers, d'un montant de 2 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 10 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 36 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le quatrième trimestre de 2022, la charge de rémunération fondée sur des actions de 183 M\$ tient compte d'un montant de 76 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétroliers, d'un montant de 5 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 28 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 74 M\$ comptabilisé 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, ainsi qu'une charge de restructuration de 275 M\$ liée aux plans de réduction des effectifs comptabilisée au deuxième trimestre de 2023.

La diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux enregistrée au quatrième trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent découle principalement de la diminution des coûts des marchandises, notamment le gaz naturel, de la baisse des charges de rémunération fondée sur des actions et de l'incidence de la vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni. La diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux a été en partie contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation liées aux participations directes supplémentaires de la Société dans Fort Hills, qui a été acquise au cours des premier et quatrième trimestres de 2023. L'exposition de la Société aux coûts des marchandises a été partiellement contrebalancée par les produits tirés 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. La volatilité du marché des marchandises observée au cours du quatrième trimestre de 2023 s'explique principalement par les préoccupations économiques concernant la hausse des taux d'intérêt, les pressions inflationnistes et la croissance économique future. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Information financière » du 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 »).

		Moyenne des trimestres clos les		Moyenne des exercices clos les	
		2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	78,35	82,65	77,60	94,25
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	84,05	88,65	82,60	101,20
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	56,80	17,70	25,35	15,50
MSW à Edmonton	\$ CA/b	99,70	110,05	100,45	120,10
WCS à Hardisty	\$ US/b	56,45	57,00	59,00	75,95
Écart léger/lourd entre le WTI et le WCS	\$ US/b	(21,90)	(25,65)	(18,60)	(18,30)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	0,30	4,15	2,00	4,45
Condensat à Edmonton	\$ US/b	76,25	83,40	76,60	93,75
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	2,15	4,90	2,50	5,10
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	81,60	213,95	133,65	162,45
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	28,60	52,75	34,40	47,00
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,10	39,20	26,15	38,10
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	29,35	50,70	40,00	51,35
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	23,00	40,20	32,20	40,40
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	4,75	8,55	7,00	7,75
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾	\$ US/b	33,45	51,90	36,60	45,30
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	0,73	0,74	0,74	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,74	0,76	0,74

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.

2) 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. Pour plus de précisions, notamment sur le mode de calcul de l'indice sur mesure, se reporter au rapport de gestion annuel de 2022 de Suncor.

3. Résultats sectoriels et analyse

Sables pétrolifères

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation	6 987	6 664	26 035	30 431
Moins les redevances	(641)	(662)	(2 623)	(3 963)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 346	6 002	23 412	26 468
Bénéfice avant impôt sur le résultat	2 660	1 625	6 811	5 633
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(9)	94	28	12
Profit sur acquisition importante	(1 125)	—	(1 125)	—
Décomptabilisation et dépréciation d'actifs ¹⁾	—	—	253	3 397
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	1 526	1 719	5 967	9 042
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	2 651	2 929	10 725	13 831
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	1 583	2 010	6 629	10 291

- 1) Au troisième trimestre de 2023, la Société a inscrit des charges de décomptabilisation de 253 M\$ liées à ses biens en cours d'aménagement de Meadow Creek. Au troisième trimestre de 2022, dans le cadre de la conclusion par la Société d'un accord visant l'acquisition de la participation directe de 14,65 % de Teck Resources Limited dans Fort Hills et en raison des mises à jour du plan à long terme concernant Fort Hills, notamment les plans à l'égard des coûts de production et d'exploitation, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills.
- 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 document.

Pour le quatrième trimestre de 2023, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 1,526 G\$, en baisse par rapport à celui de 1,719 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 de la charge d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de ventes.

Volumes de production ¹⁾

(en kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	866,2	810,1	819,8	790,5
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ²⁾	495,6	531,1	505,8	493,7
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ^{3),4)}	(19,9)	(13,6)	(18,8)	(13,7)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	475,7	517,5	487,0	480,0
Production de bitume	327,0	178,5	231,5	191,9
Transferts internes de bitume ^{5),6)}	(45,3)	(7,9)	(28,9)	(6,7)
Production de bitume non valorisé	281,7	170,6	202,6	185,2
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	757,4	688,1	689,6	665,2

- 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 et de Fort Hills est soit valorisée, soit vendue sous forme de bitume, le rendement du pétrole brut synthétique et du diesel représentant environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. 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 des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.

- 3) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières. En outre, Fort Hills et Syncrude utilisent le diesel produit à l'interne par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. Au quatrième trimestre de 2023, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 12 900 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 7 600 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 4 100 b/j par Fort Hills et 1 200 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 900 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 sont compris dans les volumes de production de pétrole brut synthétique et de diesel. Au quatrième trimestre de 2023, la production du secteur Sables pétrolifères comprenait le transport de 4 100 b/j de pétrole brut synthétique vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor.
- 5) Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétrolifères et celles de Syncrude sont compris dans les volumes de production de bitume. Au quatrième trimestre de 2023, la production du secteur Sables pétrolifères comprenait le transport de 2 100 b/j de bitume vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport de 1 400 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.
- 6) Les volumes de production de bitume tiennent compte des transferts internes de la charge d'alimentation effectués à partir de Fort Hills jusqu'aux installations du secteur Sables pétrolifères. Au quatrième trimestre de 2023, un volume de 41 800 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 totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au quatrième trimestre de 2023 par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la forte production de bitume à Fort Hills, en partie contrebalancées par la diminution de la production de bitume enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et par Firebag en raison des travaux de révision et de maintenance planifiés.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 475 700 b/j pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 517 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères qui ont été menés durant la première partie du quatrième trimestre de 2023. Le taux d'utilisation de l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 83 % au quatrième trimestre de 2023, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'usine de valorisation de Syncrude a affiché un taux d'utilisation de 101 % au quatrième trimestre de 2023, contre 99 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les transferts internes de bitume ont atteint 45 300 b/j au quatrième trimestre de 2023, ce qui rend compte du niveau accru d'intégration des actifs régionaux du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La hausse est principalement attribuable aux 41 800 b/j de bitume qui ont été transférés depuis Fort Hills vers l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ce qui a permis de tirer parti de l'augmentation du rendement grâce aux barils de Fort Hills.

La production de bitume non valorisé commercialisable de la Société s'est accrue pour s'établir à 281 700 b/j au quatrième trimestre de 2023, contre 170 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la forte production de bitume à Fort Hills, ainsi que la production accrue de bitume aux installations *in situ* et à Fort Hills distribuée sur le marché au cours du trimestre à l'étude en raison de la moins grande disponibilité des installations de valorisation ayant découlé de travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

Volumes de ventes

(en kb/j)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	457,3	505,3	486,6	482,6
Bitume non valorisé	277,5	174,5	199,4	180,7
Total	734,8	679,8	686,0	663,3

Au quatrième trimestre de 2023, les volumes de ventes de pétrole brut synthétique et de diesel de sont établis à 457 300 b/j, en comparaison de 505 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse reflète principalement la diminution des volumes de production et une accumulation plus importante de stocks au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de ventes de bitume non valorisé ont augmenté pour s'établir à 277 500 b/j au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 174 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète principalement la hausse des volumes de production de bitume non valorisé commercialisable au cours du trimestre à l'étude, partiellement contrebalancée par une accumulation de stocks au cours du trimestre à l'étude, comparativement à un prélèvement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (en \$/b)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	96,32	105,38	99,40	118,88
Bitume non valorisé	62,97	54,52	67,97	84,63
Prix moyen du pétrole brut	83,72	92,33	90,27	109,57
Prix moyen du pétrole brut, par rapport au WTI	(22,96)	(19,89)	(14,44)	(13,02)

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 document.

Au quatrième 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'incidence du rétrécissement des écarts entre le prix du SYN et le prix du WTI au cours du trimestre à l'étude, facteurs en partie contrebalancés par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des taux de redevances annuelles attribuable à la diminution des cours de référence du brut et du fléchissement de la production de bitume enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et par Firebag, partiellement contrebalancés par l'augmentation de la participation directe de la Société et l'accroissement de la production de bitume à Fort Hills.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères a diminué au quatrième trimestre de 2023 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des coûts des marchandises, notamment les prix du gaz naturel, et de la baisse des charges de rémunération fondée sur des actions, en partie contrebalancées par l'augmentation des charges d'exploitation liées aux participations directes supplémentaires de la Société dans Fort Hills, qui a été acquise aux premier et quatrième trimestres de 2023. Se reporter à la rubrique « Charges d'exploitation décaissées » ci-dessous 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 quatrième trimestre de 2023 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait surtout de l'augmentation de l'amortissement lié aux actifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société et à l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills, ainsi que du montant plus important décomptabilisé au titre des immobilisations corporelles au cours du trimestre à l'étude.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres, qui comprend les autres produits, ajusté pour tenir compte d'un profit hors trésorerie sur acquisition de 1,125 G\$, a augmenté au quatrième trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle essentiellement de la hausse de la charge de désactualisation découlant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et de l'augmentation des intérêts sur les contrats de location attribuable aux contrats de location nets pris en charge dans le cadre des acquisitions de Fort Hills en 2023, partiellement contrebalancées par la reprise d'une provision liée à l'accord conclu par la Société avec une entreprise tierce de transformation de sous-produits.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	2 396	2 493	9 329	9 152
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 315	1 453	5 174	5 429
Coûts non liés à la production ³⁾	74	(91)	(35)	(302)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(83)	(237)	(388)	(586)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾	1 306	1 125	4 751	4 541
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	460,4	431,7	438,3	415,7
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	30,80	28,35	29,70	29,95
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	486	313	1 607	1 146
Coûts non liés à la production ³⁾	(79)	(53)	(220)	(161)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(9)	(23)	(52)	(53)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾	398	237	1 335	932
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	154,1	69,5	106,4	85,1
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	28,10	37,10	34,40	30,00
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	711	776	2 837	2 840
Coûts non liés à la production ³⁾	(58)	(101)	(202)	(337)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(5)	(12)	(24)	(31)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾	648	663	2 611	2 472
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	208,1	208,4	192,6	184,8
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	33,85	34,60	37,15	36,65

- 1) Les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères sont présentés sur une base consolidée et 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. Au cours du quatrième trimestre de 2023 et de l'exercice clos le 31 décembre 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 (116) M\$ et de (289) M\$, respectivement. Au cours du quatrième trimestre de 2022 et de l'exercice clos le 31 décembre 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 (49) M\$ et de (263) M\$, respectivement.
- 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 document.
- 3) Les 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. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.
- 4) Représentent les produits liés à l'énergie excédentaire provenant des unités de cogénération qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent également compte, notamment, des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers traitant.

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 30,80 \$ au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 28,35 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique surtout par la plus grande proportion de bitume des installations de Fort Hills qui a été acheminée et valorisée à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et par la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire qui a résulté de la forte baisse des prix de l'électricité, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel et l'accroissement de la production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ de Fort Hills se sont établies à 28,10 \$ au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 37,10 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la diminution étant attribuable aux volumes de production accrus et aux prix du gaz naturel moins élevés, en partie contrebalancés par l'intensification des activités minières découlant de la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine et la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire ayant découlé de la forte baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ de Syncrude se sont établies à 33,85 \$ au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 34,60 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la diminution étant principalement attribuable à la baisse des prix du gaz naturel et à la diminution des coûts des autres marchandises, en partie contrebalancées par l'intensification des activités minières au cours de la période à l'étude.

Travaux de maintenance planifiés

D'importants travaux de révision planifiés à Syncrude devraient commencer au premier trimestre de 2024 et s'achever au deuxième trimestre de 2024. L'incidence de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2024.

Transactions sur actifs

Le 20 novembre 2023, Suncor a mené à terme l'acquisition de TotalEnergies Canada, qui détenait la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills, pour un montant de 1,468 G\$ avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture. La Société est donc aujourd'hui l'unique propriétaire de Fort Hills. La date de prise d'effet de la transaction est le 1^{er} avril 2023 et l'acquisition a donné lieu à un profit hors trésorerie de 1,125 G\$.

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 document.

Exploration et production

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation ¹⁾	495	1 085	2 689	4 331
Moins les redevances ¹⁾	(138)	(172)	(491)	(608)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	357	913	2 198	3 723
Bénéfice avant impôt sur le résultat	133	578	1 691	3 221
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit) perte sur cession importante ²⁾	—	—	(607)	65
Comptabilisation d'un produit d'assurance ³⁾	—	—	—	(147)
Dépréciation d'actifs (reprise) ⁴⁾	—	—	—	(645)
Résultat d'exploitation ajusté ⁵⁾	133	578	1 084	2 494
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁵⁾	228	719	1 612	3 178
Flux de trésorerie disponibles ⁵⁾	67	606	944	2 735

- La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable à la rubrique « Exploration et production » du présent document. 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 quatrième trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 182 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 105 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 77 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2023 tiennent compte d'une majoration de 528 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 282 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 246 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du quatrième trimestre de 2022 tiennent compte d'une majoration de 234 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 118 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 116 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2022 tiennent compte d'une majoration de 486 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 266 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 220 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.
- Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a comptabilisé un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille d'actifs au Royaume-Uni. Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de sa quote-part des actifs situés en Norvège.
- Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé, dans les autres produits, un produit d'assurance de 147 M\$ lié à ses actifs en Libye.
- Au deuxième trimestre de 2022, à la suite de la décision de redémarrer le projet d'extension ouest de White Rose, la Société a comptabilisé une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 715 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose. De plus, toujours au deuxième trimestre de 2022, elle a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège par suite de la vente de ses actifs situés dans ce pays.
- 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 document.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 133 M\$ pour le quatrième trimestre de 2023, en baisse comparativement à celui de 578 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse des volumes de ventes.

Volumes

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
E&P Canada (kb/j)	45,3	49,1	44,4	50,2
E&P International (kbep/j)	5,4	25,9	11,7	27,8
Production totale (kbep/j)	50,7	75,0	56,1	78,0
Total des volumes de ventes (kbep/j)	29,2	75,1	52,9	80,6

Les volumes de production du secteur E&P Canada se sont établis à 45 300 b/j au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 49 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, cette baisse s'expliquant principalement par les déclinis naturels, partiellement contrebalancés par l'accroissement de la production à Terra Nova au cours du trimestre à l'étude.

Les volumes de production du secteur E&P International se sont établis à 5 400 bep/j au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 25 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la diminution s'expliquant principalement par la cession du portefeuille d'actifs au Royaume-Uni de la Société au deuxième trimestre de 2023.

Les volumes de ventes totaux du secteur E&P se sont établis à 29 200 bep/j au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 75 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des mêmes facteurs ayant influé sur les volumes de production ainsi que d'une accumulation plus grande de stocks pour le secteur E&P Canada au cours du quatrième trimestre de 2023 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, attribuable au calendrier des ventes acheminées par navire à la clôture de l'exercice et au prélèvement sur les stocks effectué par le secteur E&P International au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les		Exercice clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
E&P Canada (\$/b)	109,51	112,93	107,62	128,07
E&P International ²⁾ (\$/bep)	—	128,86	109,00	126,61

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 document.

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

Les prix obtenus par le secteur E&P au quatrième 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.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le quatrième trimestre de 2023, compte non tenu de l'incidence de la Lybie, ont diminué par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des volumes de ventes.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du quatrième trimestre de 2023 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la cession du portefeuille d'actifs au Royaume-Uni de la Société, par l'accumulation de stocks au cours du trimestre à l'étude et par la provision non récurrente comptabilisée au titre des frais de transport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection au quatrième trimestre de 2023 a diminué par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des volumes de ventes et de la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres a diminué au quatrième trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'incidence des règlements d'assurance au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance planifiés d'envergure au premier trimestre de 2024.

Raffinage et commercialisation

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercice clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Produits d'exploitation	8 053	9 019	31 068	36 728
Bénéfice avant impôt sur le résultat	598	1 517	3 383	5 694
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	—	12	(16)	(7)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	598	1 529	3 367	5 687
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	811	1 663	4 268	6 561
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	506	1 405	3 266	5 745

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 document.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 598 M\$ pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 1,529 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse du résultat d'exploitation ajusté tient principalement à la diminution des marges de craquage de référence au cours du trimestre à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, partiellement contrebalancée par l'augmentation de la production des raffineries.

Volumes

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	217,8	211,8	212,4	206,2
Ouest de l'Amérique du Nord	238,1	228,2	208,3	227,0
Total	455,9	440,0	420,7	433,2
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	98	95	96	93
Ouest de l'Amérique du Nord	98	94	85	93
Total	98	94	90	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	244,2	231,4	228,0	227,6
Distillat	251,4	242,4	243,9	244,6
Autres	79,9	74,4	81,2	81,4
Total	575,5	548,2	553,1	553,6
Production des raffineries ²⁾ (kb)				
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») ³⁾ (\$/b)	37,45	59,30	45,00	55,85
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ³⁾ (\$/b)	47,05	69,40	47,00	54,45
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)	7,65	7,90	7,45	7,00

1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.

- 2) La production des raffineries représente la production issue 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.
- 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 document.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 455 900 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 98 % au quatrième trimestre de 2023, contre 440 000 b/j et 94 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les taux d'utilisation élevés dans l'ensemble des raffineries au cours du trimestre à l'étude et par l'incidence des travaux de maintenance non planifiés menés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, notamment à la suite d'un événement météorologique survenu à la raffinerie située à Commerce City.

Les ventes de produits raffinés au quatrième trimestre de 2023 se sont établies à 575 500 b/j, en comparaison de 548 200 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'accroissement de la production des raffineries, en partie contrebalancé par une accumulation plus importante de stocks de produits raffinés au cours du trimestre à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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 diminué pour s'établir à 47,05 \$/b au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 69,40 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des marges de craquage de référence, partiellement contrebalancée par l'augmentation des marges réalisées. Calculées selon la méthode DEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor représentent 103 % des marges réalisées pour le quatrième 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 37,45 \$/b au quatrième trimestre de 2023, en baisse comparativement à celles de 59,30 \$/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 PEPS. Au quatrième 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⁾, s'est traduite par une perte de 431 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 PEPS avait donné lieu à une perte de 439 M\$, ce qui représente une incidence favorable de 8 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été plus élevés au quatrième trimestre de 2023 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et des coûts de vente et de commercialisation au cours du trimestre à l'étude, en partie contrebalancée par la baisse des coûts des intrants du gaz naturel et des autres marchandises et par la diminution des charges de rémunération fondée sur des actions.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril ¹⁾ se sont établies à 7,65 \$ au quatrième trimestre ¹⁾ de 2023, en comparaison de 7,90 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par la baisse des coûts des intrants des marchandises et l'augmentation de la production des raffineries, en partie contrebalancées par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance et les pressions inflationnistes.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance planifiés ont été amorcés à la raffinerie de la Société située à Commerce City et ils devraient être achevés au premier trimestre de 2024. Des travaux de révision sont prévus à la raffinerie de Montréal de la Société au cours du premier trimestre de 2024 et ils devraient être achevés au cours du deuxième trimestre de 2024. Les prévisions de la Société pour 2024 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 document.
- 2) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS tient également compte de l'incidence de la tranche réalisée des activités de gestion du risque marchandises. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

Siège social et éliminations

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Perte avant impôt sur le résultat	(1)	(182)	(1 296)	(2 232)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(199)	(200)	(184)	729
Dépréciation d'actifs	158	—	158	—
Charge de restructuration ¹⁾	—	—	275	—
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	(302)	—
Résultat d'exploitation ajusté ³⁾	(42)	(382)	(1 349)	(1 503)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	<i>(341)</i>	<i>(482)</i>	<i>(1 405)</i>	<i>(1 456)</i>
<i>Éliminations – profit intersectoriel réalisé (éliminé)</i>	<i>299</i>	<i>100</i>	<i>56</i>	<i>(47)</i>
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ³⁾	10	(273)	(1 546)	(1 240)
Flux de trésorerie déficitaires ³⁾	(8)	(285)	(1 608)	(1 428)

1) Au deuxième trimestre de 2023, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, une charge de restructuration de 275 M\$ liée à ses plans de réduction des effectifs.

2) Au premier trimestre de 2023, la Société a comptabilisé un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires.

3) 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 document.

L'unité Siège social a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 341 M\$ au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 482 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la perte s'explique surtout par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation au quatrième trimestre de 2023, comparativement à une perte pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la perte est également attribuable à la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la diminution des dépenses liées aux projets de développement de carburants à faible teneur en carbone par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi qu'aux coûts plus élevés liés au remboursement anticipé sur la dette à long terme au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au quatrième trimestre de 2023, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 70 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 44 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 quatrième trimestre de 2023, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 299 M\$, en comparaison de 100 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La réalisation du profit intersectoriel s'explique essentiellement par la baisse des cours de référence au cours des deux périodes.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 10 M\$ au quatrième trimestre de 2023, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation de 273 M\$ au quatrième trimestre de 2022, ce qui reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur la perte d'exploitation ajustée, à l'exception de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions et de l'augmentation des coûts liés au remboursement anticipé sur la dette à long terme au quatrième trimestre de 2022.

4. Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
(Recouvrement) charge d'impôt exigible	(334)	849	1 734	4 229
Charge (recouvrement) d'impôt différé	904	(52)	560	(990)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le bénéfice net	570	797	2 294	3 239
Moins le recouvrement d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(10)	(215)	(98)	(915)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	580	1 012	2 392	4 154
Taux d'impôt effectif	16,8 %	22,5 %	21,7 %	26,3 %

La charge d'impôt sur le résultat a diminué au quatrième trimestre de 2023 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du profit hors trésorerie à l'acquisition de TotalEnergies Canada et des profits de change non imposables. Au quatrième trimestre de 2023, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a diminué comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique avant tout par le profit hors trésorerie à l'acquisition de TotalEnergies Canada ainsi que par les profits 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.

5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les			31 décembre 2022	Exercices clos les			31 décembre 2022
	31 décembre 2023		Total		31 décembre 2023		Total	
	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾			Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾		
Sables pétrolifères								
<i>Usine de base du secteur Sables pétrolifères</i>	363	190	553	527	1 345	627	1 972	1 673
<i>Activités in situ</i>	32	104	136	63	160	357	517	543
<i>Fort Hills</i>	56	19	75	88	376	21	397	337
<i>Syncrude</i>	171	73	244	201	738	252	990	852
E&P ³⁾	—	152	152	109	—	635	635	420
R&C	254	50	304	258	876	124	1 000	816
Siège social et éliminations ⁴⁾	16	2	18	12	48	14	62	178
	892	590	1 482	1 258	3 543	2 030	5 573	4 819
Intérêts sur la dette incorporés à l'actif			70	44			255	168
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection			1 552	1 302			5 828	4 987

- 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 auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le quatrième trimestre de 2023 et de 108 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à 16 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022 et à 57 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- 4) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 24 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022 et de 76 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,482 G\$ au cours du quatrième trimestre de 2023, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 1,258 G\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable aux investissements économiques accrus relatifs à la nouvelle centrale de cogénération de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, aux plateformes de forage utilisées pour les activités *in situ*, au projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake de Syncrude, ainsi qu'à l'intensification des travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose dans le secteur E&P au cours de la période écoulée. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la diminution des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

L'activité du quatrième 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 553 M\$ au quatrième trimestre de 2023 et ont été principalement affectées aux importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 et à 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 quatrième trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 136 M\$ et ont été affectées principalement aux 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.

Pour le quatrième trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 75 M\$ et visaient l'aménagement de la mine et d'installations de gestion des résidus visant à soutenir les activités en cours, y compris des dépenses visant à faire progresser la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine.

Pour le quatrième trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 244 M\$ et représentaient principalement des dépenses affectées aux travaux de maintenance planifiés, au remplacement de matériel minier et à l'aménagement d'installations de gestion des résidus. Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ont été affectées à la poursuite du projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

Pour le quatrième trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 152 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 l'achèvement du projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova.

Raffinage et commercialisation

Au quatrième trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 304 M\$, se rapportaient principalement au programme de maintenance planifiée de la Société et à l'amélioration des activités de vente et de commercialisation de la Société, notamment le perfectionnement de ses activités de vente au détail.

Siège social et éliminations

Au quatrième trimestre de 2023, les dépenses en immobilisations du secteur Siège social et éliminations se sont établies à 18 M\$ et ont été affectées principalement aux investissements dans des projets liés à la technologie numérique.

6. Situation financière et situation de trésorerie

Indicateurs

	Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022
Rendement du capital investi (RCI) ^{1),2)} (%)	15,6	19,4
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	1,0	0,8
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	26,3	28,4
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	24,0	25,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ¹⁾ (%)	18,5	21,3

- 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 document.
- 2) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI. Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada. Le RCI aurait été de 22,9 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, 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.

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 2024, de l'ordre de 6,3 G\$ à 6,5 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, la production, les volumes de ventes, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 1,729 G\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2023, en baisse comparativement à ceux de 2,432 G\$ inscrits au 30 septembre 2023. Les sorties de trésorerie au quatrième trimestre de 2023 sont liées à la diminution nette de la dette à court terme et à long terme, y compris l'incidence de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 31,23 % dans Fort Hills, aux dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, au paiement de dividendes et aux rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat, dont le montant a été supérieur à celui des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 1,729 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, en baisse comparativement à ceux de 1,980 G\$ inscrits au 31 décembre 2022. Les sorties de trésorerie en 2023 sont liées aux dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, à la diminution nette de la dette à court terme et à long terme, y compris l'incidence de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 45,89 % dans Fort Hills, au paiement de dividendes et aux rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat, dont le montant a été supérieur à celui des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de la Société et au produit de la vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni et des actifs éoliens et solaires de la Société.

Au 31 décembre 2023, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 20 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 4,957 G\$ au 31 décembre 2023, comparativement à 2,900 G\$ au 31 décembre 2022. L'augmentation des facilités de crédit disponibles s'explique par la diminution

de la dette à court terme, en partie contrebalancée par la réduction de la taille des facilités de crédit consortiales de la Société. Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a prorogé l'échéance de ses facilités de crédit consortiales, la faisant passer de juin 2024 et juin 2025 à juin 2026, et a réduit la taille de sa tranche de 3,0 G\$, la ramenant à 2,8 G\$.

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. Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs devrait l'aider à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement.

Au cours du quatrième trimestre de 2023, la Société a émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis à 5,60 % d'un montant de capital de 1,0 G\$ et des billets à moyen terme de premier rang non garantis à 5,40 % d'un montant de capital de 500 M\$, arrivant respectivement à échéance le 17 novembre 2025 et le 17 novembre 2026, en vue de financer l'acquisition de TotalEnergies Canada.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2023, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 26,3 % (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 décembre 2023	Exercice clos le 31 décembre 2023
Dette totale ¹⁾ à l'ouverture de la période	15 427	15 619
Augmentation de la dette à long terme	1 500	1 495
Diminution de la dette à court terme	(1 990)	(2 343)
Augmentation de l'obligation locative	762	1 156
Paievements de loyers	(83)	(331)
Incidence du change sur la dette et autres	(209)	(189)
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2023	15 407	15 407
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2023	1 729	1 729
Dette nette ¹⁾ au 31 décembre 2023	13 678	13 678

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 document.

La dette totale de la Société a légèrement diminué au quatrième trimestre de 2023, en raison surtout de la baisse de la dette à court terme, de l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 septembre 2023 et des paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du trimestre, contrebalancés par l'émission de titres d'emprunt à long terme dont il est question plus haut et par la hausse du montant net des contrats de location pris en charge ou conclus dans le cadre de l'acquisition de Fort Hills au cours de la période.

La dette totale de la Société a diminué au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, en raison essentiellement de la baisse de la dette à court terme, des paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours de la période et de l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2022, en partie contrebalancés par l'émission de titres d'emprunt à long terme dont il est question plus haut et par la hausse du montant net des contrats de location pris en charge ou conclus dans le cadre de l'acquisition de Fort Hills au cours de la période.

Au 31 décembre 2023, la dette nette de Suncor s'élevait à 13,678 G\$, contre 12,995 G\$ au 30 septembre 2023 et 13,639 G\$ au 31 décembre 2022. La variation de la dette nette est principalement attribuable aux facteurs mentionnés ci-dessus et à la diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Actions ordinaires

(en milliers)	31 décembre 2023
Actions ordinaires	1 290 100
Options sur actions ordinaires – exerçables	14 300
Options sur actions ordinaires – non exerçables	2 736

Au 20 février 2024, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 287 407 405 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 16 194 208. 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 en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités 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 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.

Après la clôture du quatrième 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 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 prévoit qu'entre le 26 février 2024 et le 25 février 2025, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 128 700 000 de ses actions ordinaires, soit environ 10 % de son flottant au 12 février 2024. Au 12 février 2024, 1 287 461 183 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

Entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024, conformément à son offre publique de rachat précédente, Suncor a racheté 47 106 802 actions ordinaires sur le marché libre, soit 3,5 % de ses actions ordinaires au 3 février 2023, pour 2,019 G\$, à un prix moyen pondéré de 42,87 \$ 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)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	8 453	16 693	51 982	116 908
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	44,37	43,43	42,96	43,92
Coût du rachat d'actions	375	725	2 233	5 135

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 » de son rapport de gestion de 2022 et présente une mise à jour ci-dessous. 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 quatrième trimestre de 2023, la Société a augmenté ses engagements par suite de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 31,23 % dans Fort Hills. L'acquisition de la participation directe additionnelle devrait avoir une incidence sur les coûts de démantèlement et de remise en état futurs non actualisés de la Société, sur les engagements au titre des contrats à long terme, des services de transport par pipeline et des services énergétiques, ainsi que sur les engagements liés à des contrats de location.

7. 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 touchées 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 ainsi que par d'autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme des incidents liés à l'exploitation.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	757,4	646,1	679,1	675,1	688,1	646,0	641,5	685,7
Exploration et production	50,7	44,4	62,8	67,0	75,0	78,1	78,7	80,4
Production en amont totale	808,1	690,5	741,9	742,1	763,1	724,1	720,2	766,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits bruts ¹⁾	13 589	13 911	12 434	12 272	14 754	15 869	17 815	14 469
Redevances	(779)	(1 262)	(715)	(358)	(834)	(925)	(1 680)	(1 132)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances ¹⁾	12 810	12 649	11 719	11 914	13 920	14 944	16 135	13 337
Autres produits (pertes)	1 328	(13)	(3)	342	(65)	113	69	14
	14 138	12 636	11 716	12 256	13 855	15 057	16 204	13 351
Bénéfice net (perte nette)	2 820	1 544	1 879	2 052	2 741	(609)	3 996	2 949
Par action ordinaire – de base (en dollars)	2,18	1,19	1,44	1,54	2,03	(0,45)	2,84	2,06
Par action ordinaire – dilué (en dollars)	2,18	1,19	1,43	1,54	2,03	(0,45)	2,83	2,06
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	1 635	1 980	1 253	1 809	2 432	2 565	3 814	2 755
Par action ordinaire ^{3),4)} (en dollars)	1,26	1,52	0,96	1,36	1,81	1,88	2,71	1,92
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	4 034	3 634	2 655	3 002	4 189	4 473	5 345	4 094
Par action ordinaire ^{3),4)} (en dollars)	3,12	2,80	2,03	2,26	3,11	3,28	3,80	2,86
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	4 184	2 803	1 039	3 924	4 449	4 235	3 072
Par action ordinaire ⁴⁾ (en dollars)	3,34	3,22	2,14	0,78	2,91	3,26	3,01	2,14
RCI ³⁾ (% sur 12 mois)	15,6	15,8	12,8	17,8	19,4	17,5	19,4	12,7
RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ^{3),5)} (% sur 12 mois)	15,6	15,8	16,3	21,6	22,9	21,0	18,2	12,4
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividendes par action ordinaire ⁴⁾	0,55	0,52	0,52	0,52	0,52	0,47	0,47	0,42
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	42,45	46,71	38,86	41,96	42,95	38,90	45,16	40,70
Bourse de New York (\$ US)	32,04	34,38	29,32	31,05	31,73	28,15	35,07	32,59

- 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 document. 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.sedarplus.ca.

- 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 document. 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.sedarplus.ca.
- 4) De base par action.
- 5) Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada.

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	78,35	82,20	73,75	76,10	82,65	91,65	108,40	94,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	84,05	86,70	78,35	81,25	88,65	100,95	113,75	101,50
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	56,80	11,15	14,75	18,40	17,70	17,95	11,65	14,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	99,70	107,80	95,10	99,05	110,05	116,85	137,80	115,75
WCS à Hardisty	\$ US/b	56,45	69,30	58,70	51,35	57,00	71,75	95,60	79,80
Écart léger/lourd brut entre le WTI et le WCS	\$ US/b	(21,90)	(12,90)	(15,05)	(24,75)	(25,65)	(19,90)	(12,80)	(14,60)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	0,30	2,80	2,90	2,10	4,15	8,80	6,05	(1,30)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	76,25	77,90	72,35	79,85	83,40	87,35	108,35	96,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AEEO	\$ CA/GJ	2,15	2,50	2,35	3,05	4,90	4,15	6,90	4,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	81,60	151,60	159,80	142,00	213,95	221,40	122,45	90,00
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	28,60	39,95	32,30	36,70	52,75	46,70	60,05	28,25
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,10	27,45	28,60	31,55	39,20	43,30	49,40	20,20
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	29,35	55,90	37,30	37,40	50,70	57,30	63,45	33,80
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	23,00	39,10	29,15	37,65	40,20	41,85	52,55	26,80
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	4,75	7,45	7,70	8,20	8,55	8,10	7,80	6,45
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾	\$ US/b	33,45	36,00	34,20	42,80	51,90	45,45	51,45	32,25
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	0,73	0,75	0,74	0,74	0,74	0,77	0,78	0,79
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,76	0,74	0,76	0,74	0,74	0,73	0,78	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 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.
- 2) 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. Pour plus de précisions, notamment sur le mode de calcul de l'indice sur mesure, se reporter au rapport de gestion annuel de 2022 de Suncor.

8. Autres éléments

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 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. 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 de l'exercice clos le 31 décembre 2023 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2022.

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

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur 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 document.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation ajusté

Dans le présent document, la Société présente un graphique qui illustre 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 le présent document, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement. 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.

- Le facteur lié aux volumes de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes de ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction des volumes 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 incluses 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 comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, la tranche réalisée des activités de gestion du risque marchandises présentées dans le secteur R&C ainsi que 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 présentée dans le secteur Siège social et éliminations.
- 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 un ratio hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le 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 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2023	2022
Ajustements du résultat net			
Bénéfice net		8 295	9 077
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(179)	679
Charges d'intérêts nettes		543	642
Résultat net ajusté ¹⁾	A	8 659	10 398
Capital investi – début de l'exercice			
Dette nette ²⁾		13 639	16 149
Capitaux propres		39 367	36 614
		53 006	52 763
Capital investi – fin de l'exercice			
Dette nette ²⁾		13 678	13 639
Capitaux propres		43 279	39 367
		56 957	53 006
Capital moyen investi	B	55 462	53 651
RCI ³⁾ (%)	A/B	15,6	19,4

- 1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 530 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2023 et à 1,575 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2022.
- 2) La dette nette est une mesure financière hors PCGR.
- 3) Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2023, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI. Le RCI aurait été de 13,6 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada. Le RCI aurait été de 22,9 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2022, 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.

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent subir l'incidence, entre autres facteurs, de la volatilité des prix des marchandises, du calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, du calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes et des variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR 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.sedarplus.ca.

Trimestres clos les 31 décembre (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	2 660	1 625	133	578	598	1 517	(1)	(182)	—	—	3 390	3 538
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 214	1 080	99	130	256	226	29	29	—	—	1 598	1 465
Charge de désactualisation	116	64	15	15	2	2	—	—	—	—	133	81
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(199)	(200)	—	—	(199)	(200)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(65)	105	(1)	(11)	(30)	(121)	—	—	—	—	(96)	(27)
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	(1 125)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 125)	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	(5)	8	1	(2)	(1)	(3)	(3)	—	—	3	(8)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	32	—	—	—	32
Rémunération fondée sur des actions	30	66	4	5	10	30	24	66	—	—	68	167
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(70)	(61)	(24)	(2)	(16)	(11)	—	(5)	—	—	(110)	(79)
Autres	(109)	55	(6)	3	(7)	21	160	(10)	—	—	38	69
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	334	(849)	334	(849)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 651	2 929	228	719	811	1 663	10	(273)	334	(849)	4 034	4 189
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											284	(265)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											4 318	3 924

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		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	6 811	5 633	1 691	3 221	3 383	5 694	(1 296)	(2 232)	—	—	10 589	12 316
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 902	7 927	483	(105)	934	844	116	120	—	—	6 435	8 786
Charge de désactualisation	460	249	64	60	8	8	—	(1)	—	—	532	316
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(184)	729	—	—	(184)	729
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	27	18	(3)	(6)	(29)	(50)	—	—	—	—	(5)	(38)
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	(1 125)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 125)	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(39)	(7)	(600)	66	(28)	(11)	(325)	(3)	—	—	(992)	45
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	32	—	—	—	32
Rémunération fondée sur des actions	71	139	12	6	25	50	—	133	—	—	108	328
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(326)	(264)	(29)	(21)	(35)	(23)	—	(6)	—	—	(390)	(314)
Autres	(56)	136	(6)	(43)	10	49	143	(12)	—	—	91	130
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 734)	(4 229)	(1 734)	(4 229)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	10 725	13 831	1 612	3 178	4 268	6 561	(1 546)	(1 240)	(1 734)	(4 229)	13 325	18 101
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											(981)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											12 344	15 680

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.

Trimestres clos les 31 décembre (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
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 651	2 929	228	719	811	1 663	10	(273)	334	(849)	4 034	4 189
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(1 068)	(919)	(161)	(113)	(305)	(258)	(18)	(12)	—	—	(1 552)	(1 302)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	1 583	2 010	67	606	506	1 405	(8)	(285)	334	(849)	2 482	2 887

Exercices clos les 31 décembre (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
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	10 725	13 831	1 612	3 178	4 268	6 561	(1 546)	(1 240)	(1 734)	(4 229)	13 325	18 101
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(4 096)	(3 540)	(668)	(443)	(1 002)	(816)	(62)	(188)	—	—	(5 828)	(4 987)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	6 629	10 291	944	2 735	3 266	5 745	(1 608)	(1 428)	(1 734)	(4 229)	7 497	13 114

1) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le quatrième trimestre de 2023 et de 108 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, comparativement à 40 M\$ pour le quatrième trimestre de 2022 et à 133 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 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. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production. La capacité énergétique excédentaire s'entend des produits liés à l'énergie excédentaire provenant des unités de cogénération qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte aussi notamment 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, de Fort Hills 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. 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 – Charges d'exploitation décaissées » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte des coûts de la commercialisation intersectorielle comptabilisés dans les produits intersectoriels. 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)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation				
Produits d'exploitation	8 053	9 019	31 068	36 728
Achats de pétrole brut et de produits	(6 448)	(6 515)	(23 867)	(27 261)
	1 605	2 504	7 201	9 467
Autres produits (pertes)	81	61	224	(60)
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(11)	3	(50)	(20)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	1 675	2 568	7 375	9 387
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 756	43 321	163 895	168 149
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	37,45	59,30	45,00	55,85
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	431	439	330	(230)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	2 106	3 007	7 705	9 157
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	47,05	69,40	47,00	54,45
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	694	680	2 558	2 427
Coûts non liés au raffinage	(351)	(338)	(1 340)	(1 246)
Charges d'exploitation de raffinage	343	342	1 218	1 181
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 756	43 321	163 895	168 149
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	7,65	7,90	7,45	7,00

1) La production des raffineries représente la production issue 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 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 il dépend des délais de livraison du brut après l'achat, des niveaux des stocks de brut régionaux, des délais de raffinage, des délais de transport jusqu'aux circuits de distribution et des niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

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

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

Dettes nette et dette totale

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Dettes à court terme	494	2 807
Tranche courante de la dette à long terme	—	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	348	317
Dettes à long terme	11 087	9 800
Obligations locatives à long terme	3 478	2 695
Dettes totales	15 407	15 619
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 729	1 980
Dettes nettes	13 678	13 639
Capitaux propres	43 279	39 367
Dettes totales majorées des capitaux propres	58 686	54 986
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	26,3	28,4
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres (%)	24,0	25,7
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	18,5	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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2023				31 décembre 2022			
	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	2 646	4 341	6 987	6 987	1 347	5 317	6 664	6 664
Autres produits (pertes)	1 374	(11)	1 363	1 363	(113)	(33)	(146)	(146)
Achats de pétrole brut et de produits	(820)	(29)	(849)	(849)	(182)	(76)	(258)	(258)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(1 395)	(52)	(1 447)		(68)	(127)	(195)	
Montant brut réalisé	1 805	4 249	6 054		984	5 081	6 065	
Frais de transport et de distribution	(199)	(195)	(394)	(394)	(111)	(181)	(292)	(292)
Prix obtenu	1 606	4 054	5 660		873	4 900	5 773	
Volumes de ventes (kb)	25 529	42 070	67 599		16 050	46 487	62 537	
Prix obtenu par baril	62,97	96,32	83,72		54,52	105,38	92,33	

Pour les exercices clos les

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2023				31 décembre 2022			
	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	7 218	18 817	26 035	26 035	7 892	22 539	30 431	30 431
Autres produits (pertes)	1 519	(50)	1 469	1 469	(80)	27	(53)	(53)
Achats de pétrole brut et de produits	(1 758)	(177)	(1 935)	(1 935)	(1 673)	(377)	(2 050)	(2 050)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(1 463)	(294)	(1 757)		(119)	(420)	(539)	
Montant brut réalisé	5 516	18 296	23 812		6 020	21 769	27 789	
Frais de transport et de distribution	(567)	(646)	(1 213)	(1 213)	(438)	(772)	(1 210)	(1 210)
Prix obtenu	4 949	17 650	22 599		5 582	20 997	26 579	
Volumes de ventes (kb)	72 795	177 601	250 396		65 960	176 632	242 592	
Prix obtenu par baril	67,97	99,40	90,27		84,63	118,88	109,57	

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 décembre 2023				31 décembre 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	—	259	236	495	378	399	308	1 085
Frais de transport et de distribution	—	(19)	(3)	(22)	(5)	(13)	(16)	(34)
Prix obtenu	—	240	233		373	386	292	
Volumes de ventes (kb)	—	2 191			2 893	3 414		
Prix obtenu par baril	—	109,51			128,86	112,93		

Pour les exercices clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2023				31 décembre 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	306	1 689	694	2 689	1 222	2 464	645	4 331
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)	(24)	(61)	(16)	(101)
Prix obtenu	297	1 631	685		1 198	2 403	629	
Volumes de ventes (kb)	2 729	15 149			9 453	18 753		
Prix obtenu par baril	109,00	107,62			126,61	128,07		

- 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 document. 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 quatrième trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 182 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 105 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 77 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2023 tiennent compte d'une majoration de 528 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 282 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 246 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du quatrième trimestre de 2022 tiennent compte d'une majoration de 234 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 118 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 116 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de l'exercice clos le 31 décembre 2022 tiennent compte d'une majoration de 486 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 266 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 220 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

10. Abréviations courantes

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

Unités de mesure

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

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

11. Mises en garde

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.

Énoncés prospectifs

Le présent document 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 document font référence aux éléments suivants :

- la stratégie, les objectifs et les priorités de Suncor, ainsi que les avantages qui en découlent;
- l'attente de Suncor selon laquelle l'accroissement de la production de l'actif de Terra Nova se poursuivra au début de 2024;
- l'attente 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, plus précisément l'attente selon laquelle les travaux de révision à Syncrude commenceront au premier trimestre de 2024 et s'achèveront au deuxième trimestre de 2024, que les activités de maintenance à la raffinerie de Commerc City de la Société seront achevées au cours du premier trimestre de 2024 et que les travaux de révision planifiés à la raffinerie de Montréal de la Société commenceront au cours du premier trimestre de 2024 et seront achevés au cours du deuxième trimestre de 2024;
- l'attente de Suncor selon laquelle la conception et la construction in situ de nouvelles plateformes de forage permettront de maintenir les niveaux de production actuels;
- les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2024, de l'ordre de 6,3 G\$ à 6,5 G\$, notamment l'avis de la direction de Suncor selon lequel elle disposera de sources de financement suffisantes pour financer ces dépenses et combler 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;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement et des liquidités compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs devrait l'aider à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;

- les énoncés concernant l'offre publique de rachat de la Société, notamment le montant, le calendrier et les modalités des rachats effectués dans le cadre de celle-ci, le fait que, selon le cours des actions ordinaires de la Société et d'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.

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

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

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

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits bruts (note 3)	13 589	14 754	52 206	62 907
Moins les redevances (note 3)	(779)	(834)	(3 114)	(4 571)
Autres produits (pertes) (note 4)	1 328	(65)	1 654	131
	14 138	13 855	50 746	58 467
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	5 068	4 650	18 215	20 775
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 395	3 556	13 383	12 807
Frais de transport et de distribution	531	443	1 775	1 671
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 10)	1 598	1 465	6 435	8 786
Prospection	15	5	74	56
Perte (profit) à la cession d'actifs (note 10)	3	(8)	(992)	45
Charges financières (note 6)	138	206	1 267	2 011
	10 748	10 317	40 157	46 151
Bénéfice avant impôt	3 390	3 538	10 589	12 316
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat				
Exigible	(334)	849	1 734	4 229
Différé	904	(52)	560	(990)
	570	797	2 294	3 239
Bénéfice net	2 820	2 741	8 295	9 077
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net:				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(84)	(56)	74	160
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net:				
(Perte actuarielle) gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 12)	(193)	3	128	838
Autres éléments du résultat global	(277)	(53)	202	998
Total du résultat global	2 543	2 688	8 497	10 075
Par action ordinaire (en dollars) (note 7)				
Bénéfice net – de base	2,18	2,03	6,34	6,54
Bénéfice net – dilué	2,18	2,03	6,33	6,53
Dividendes en trésorerie	0,55	0,52	2,11	1,88

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	1 729	1 980
Créances	5 735	6 068
Stocks	5 365	5 058
Impôt sur le résultat à recevoir	980	244
Actifs détenus en vue de la vente	—	1 186
Total de l'actif courant	13 809	14 536
Immobilisations corporelles, montant net	67 650	62 654
Prospection et évaluation	1 758	1 995
Autres actifs (note 12)	1 710	1 766
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 528	3 586
Impôt sur le résultat différé	84	81
Total de l'actif	88 539	84 618
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	494	2 807
Tranche courante des obligations locatives à long terme	348	317
Dettes fournisseurs et charges à payer	7 731	8 167
Tranche courante des provisions	983	564
Impôt à payer	41	484
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente	—	530
Total du passif courant	9 597	12 869
Dette à long terme (note 6)	11 087	9 800
Obligations locatives à long terme	3 478	2 695
Autres passifs à long terme (note 12)	1 488	1 642
Provisions (note 11)	11 610	9 800
Impôt sur le résultat différé	8 000	8 445
Capitaux propres	43 279	39 367
Total du passif et des capitaux propres	88 539	84 618

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	2 820	2 741	8 295	9 077
Ajustements au titre des éléments suivants:				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 598	1 465	6 435	8 786
Charge (recouvrement) d'impôt différé	904	(52)	560	(990)
Charge de désactualisation (note 6)	133	81	532	316
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains (note 6)	(199)	(200)	(184)	729
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(96)	(27)	(5)	(38)
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et réévaluations (notes 4 et 10)	(1 125)	—	(1 125)	—
Perte (profit) à la cession d'actifs (note 10)	3	(8)	(992)	45
Perte à l'extinction d'une dette à long terme (note 6)	—	32	—	32
Rémunération fondée sur des actions	68	167	108	328
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(110)	(79)	(390)	(314)
Autres	38	69	91	130
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	284	(265)	(981)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	3 924	12 344	15 680
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 552)	(1 302)	(5 828)	(4 987)
Dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	(40)	(108)	(133)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 10)	(1 682)	—	(2 394)	—
Produit de la cession d'actifs (note 10)	2	—	1 882	315
Autres placements	(24)	(43)	(83)	(36)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(100)	(165)	20	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(3 356)	(1 550)	(6 511)	(4 789)
Activités de financement				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(1 990)	37	(2 343)	1 473
Remboursement de la dette à long terme (note 6)	—	(3 589)	(5)	(5 128)
Émission de titres d'emprunt à long terme (note 6)	1 500	—	1 500	—
Palements au titre des obligations locatives	(83)	(83)	(331)	(329)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	32	34	187	496
Rachat d'actions ordinaires (note 8)	(375)	(725)	(2 233)	(5 135)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(4)	(2)	(16)	(9)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(704)	(700)	(2 749)	(2 596)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 624)	(5 028)	(5 990)	(11 228)
Diminution de la trésorerie et équivalents de trésorerie	(662)	(2 654)	(157)	(337)
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie	(41)	(25)	(94)	112
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de la période	2 432	4 659	1 980	2 205
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de la période	1 729	1 980	1 729	1 980
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	263	348	887	973
Impôt sur le résultat payé	189	1 525	2 604	4 737

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	—	—	—	9 077	9 077	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	160	—	160	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 264 \$	—	—	—	838	838	—
Total du résultat global	—	—	160	9 915	10 075	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	570	(58)	—	—	512	13 158
Actions ordinaires ayant fait l'objet d'une renonciation	—	—	—	—	—	(30)
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(1 947)	—	—	(3 188)	(5 135)	(116 908)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	(16)	—	—	(104)	(120)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	17	—	—	17	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 596)	(2 596)	—
Au 31 décembre 2022	22 257	571	974	15 565	39 367	1 337 471
Bénéfice net	—	—	—	8 295	8 295	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	74	—	74	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 42 \$ (note 12)	—	—	—	128	128	—
Total du résultat global	—	—	74	8 423	8 497	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	199	(18)	—	—	181	4 611
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8)	(871)	—	—	(1 362)	(2 233)	(51 982)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions (note 8)	76	—	—	124	200	—
Rémunération fondée sur des actions	—	16	—	—	16	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 749)	(2 749)	—
Au 31 décembre 2023	21 661	569	1 048	20 001	43 279	1 290 100

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

(non audité)

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

Suncor 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 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 l'électricité et les carburants renouvelables. 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. Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la TSX et à 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 publiées 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 pétrolifères		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	5 095	4 644	495	1 085	8 002	9 008	(3)	17	13 589	14 754
Produits intersectoriels	1 892	2 020	—	—	51	11	(1 943)	(2 031)	—	—
Moins les redevances	(641)	(662)	(138)	(172)	—	—	—	—	(779)	(834)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 346	6 002	357	913	8 053	9 019	(1 946)	(2 014)	12 810	13 920
Autres produits (pertes)	1 363	(146)	21	(4)	81	61	(137)	24	1 328	(65)
	7 709	5 856	378	909	8 134	9 080	(2 083)	(1 990)	14 138	13 855
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	849	258	—	—	6 448	6 515	(2 229)	(2 123)	5 068	4 650
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 396	2 493	97	133	694	680	208	250	3 395	3 556
Frais de transport et de distribution	394	292	22	34	123	126	(8)	(9)	531	443
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 214	1 080	99	130	256	226	29	29	1 598	1 465
Prospection	14	2	1	3	—	—	—	—	15	5
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	(5)	8	1	(2)	(1)	(3)	(3)	3	(8)
Charges financières (produits financiers)	182	111	18	30	17	17	(79)	48	138	206
	5 049	4 231	245	331	7 536	7 563	(2 082)	(1 808)	10 748	10 317
Bénéfice (perte) avant impôt	2 660	1 625	133	578	598	1 517	(1)	(182)	3 390	3 538
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(334)	849
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	904	(52)
	—	—	—	—	—	—	—	—	570	797
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	2 820	2 741
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ¹⁾	1 068	919	161	113	305	258	18	12	1 552	1 302

1) Exclut les dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 40 M\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2022.

Exercices 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	18 569	21 905	2 689	4 331	30 959	36 622	(11)	49	52 206	62 907
Produits intersectoriels	7 466	8 526	—	—	109	106	(7 575)	(8 632)	—	—
Moins les redevances	(2 623)	(3 963)	(491)	(608)	—	—	—	—	(3 114)	(4 571)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	23 412	26 468	2 198	3 723	31 068	36 728	(7 586)	(8 583)	49 092	58 336
Autres produits (pertes)	1 469	(53)	10	164	224	(60)	(49)	80	1 654	131
	24 881	26 415	2 208	3 887	31 292	36 668	(7 635)	(8 503)	50 746	58 467
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 935	2 050	—	—	23 867	27 261	(7 587)	(8 536)	18 215	20 775
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	9 329	9 152	475	490	2 558	2 427	1 021	738	13 383	12 807
Frais de transport et de distribution	1 213	1 210	76	101	521	396	(35)	(36)	1 775	1 671
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 902	7 927	483	(105)	934	844	116	120	6 435	8 786
Prospection	60	37	14	19	—	—	—	—	74	56
(Profit) perte à la cession d'actifs	(39)	(7)	(600)	66	(28)	(11)	(325)	(3)	(992)	45
Charges financières	670	413	69	95	57	57	471	1 446	1 267	2 011
	18 070	20 782	517	666	27 909	30 974	(6 339)	(6 271)	40 157	46 151
Bénéfice (perte) avant impôt	6 811	5 633	1 691	3 221	3 383	5 694	(1 296)	(2 232)	10 589	12 316
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	1 734	4 229
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	560	(990)
	—	—	—	—	—	—	—	—	2 294	3 239
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	8 295	9 077
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ¹⁾	4 096	3 540	668	443	1 002	816	62	188	5 828	4 987

1) Exclut les dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 (133 M\$ en 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 suivantes :

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023			2022		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétroliers						
Pétrole brut synthétique et diesel	4 341	—	4 341	5 317	—	5 317
Bitume	2 646	—	2 646	1 347	—	1 347
	6 987	—	6 987	6 664	—	6 664
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	259	236	495	399	683	1 082
Gaz naturel	—	—	—	—	3	3
	259	236	495	399	686	1 085
Raffinage et commercialisation						
Essence	3 166	—	3 166	3 367	—	3 367
Distillat	4 244	—	4 244	5 013	—	5 013
Autres	643	—	643	639	—	639
	8 053	—	8 053	9 019	—	9 019
Siège social et éliminations						
	(1 946)	—	(1 946)	(2 014)	—	(2 014)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13 353	236	13 589	14 068	686	14 754
Exercices clos les 31 décembre						
(en millions de dollars)	2023			2022		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétroliers						
Pétrole brut synthétique et diesel	18 817	—	18 817	22 539	—	22 539
Bitume	7 218	—	7 218	7 892	—	7 892
	26 035	—	26 035	30 431	—	30 431
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 689	994	2 683	2 464	1 834	4 298
Gaz naturel	—	6	6	—	33	33
	1 689	1 000	2 689	2 464	1 867	4 331
Raffinage et commercialisation						
Essence	13 106	—	13 106	14 540	—	14 540
Distillat	15 283	—	15 283	18 663	—	18 663
Autres	2 679	—	2 679	3 525	—	3 525
	31 068	—	31 068	36 728	—	36 728
Siège social et éliminations						
	(7 586)	—	(7 586)	(8 583)	—	(8 583)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	51 206	1 000	52 206	61 040	1 867	62 907

4. Autres produits (pertes)

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Activités de négociation de l'énergie et de gestion des risques	124	(114)	307	(209)
Produit financier et produits (charges) d'intérêts ^{1),2)}	(45)	28	94	149
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et réévaluations ³⁾	1 125	—	1 125	—
Produit d'assurance ⁴⁾	—	22	—	179
Autres ^{2),5)}	124	(1)	128	12
	1 328	(65)	1 654	131

- 1) Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023 comprennent une perte de valeur de 158 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social.
- 2) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des placements et des produits d'intérêts adoptée pour les périodes à l'étude. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, un montant de 49 M\$ a été reclassé du poste «Autres» au poste «Produit financier et produits d'intérêts». Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net et se rapportait au secteur Siège social.
- 3) Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023 comprennent un montant de 1,1 G\$ au titre du profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et de réévaluations (note 10) dans le secteur Sables pétrolifères.
- 4) Le trimestre clos le 31 décembre 2022 comprend un produit d'assurance de 22 M\$ lié aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. L'exercice clos le 31 décembre 2022 comprend un produit d'assurance de 147 M\$ lié aux actifs de la Société en Libye, dans le secteur Exploration et production, et un produit d'assurance de 32 M\$ lié aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur des Sables pétrolifères, dans le secteur Sables pétrolifères.
- 5) Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023 comprennent une provision au titre d'une reprise liée à un arrangement conclu avec une entreprise tierce de transformation de sous-produits dans le secteur Sables pétrolifères. L'exercice clos le 31 décembre 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.

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)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	4	3	16	17
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	71	180	413	484
	75	183	429	501

6. Charges financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Intérêts sur la dette	190	187	783	815
Intérêts sur les obligations locatives	61	43	198	167
Intérêts incorporés à l'actif	(70)	(44)	(255)	(168)
Charges d'intérêts	181	186	726	814
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	12	13	49	51
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	4	10	11	41
Charge de désactualisation	133	81	532	316
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(199)	(200)	(184)	729
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	7	84	133	28
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	32	—	32
	138	206	1 267	2 011

Au cours du quatrième trimestre de 2023, la Société a émis des billets non garantis de premier rang d'un montant en capital global de 1,5 G\$, qui consistent en des billets de série 9 à moyen terme d'un montant en capital de 1,0 G\$ échéant le 17 novembre 2025 et assortis d'un taux d'intérêt de 5,60 %, et des billets à moyen terme de série 10 d'un montant en capital de 500 M\$ échéant le 17 novembre 2026 et assortis d'un taux d'intérêt de 5,40 %. Les frais d'émission de titres de créance se sont chiffrés à 8 M\$ et ont été portés en déduction de la valeur comptable de la dette et amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif.

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a prorogé l'échéance de ses facilités de crédit consortiales de juin 2024 et de juin 2025 à juin 2026, et a réduit de 200 M\$ la taille de sa tranche de 3,0 G\$, pour la ramener à 2,8 G\$.

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a remboursé un montant en capital total de 3,6 G\$ au titre de la dette, soit un montant inférieur de 51 M\$ à la valeur nominale, majoré des intérêts courus et impayés. Par suite de l'extinction, la Société a engagé des charges hors trésorerie de 83 M\$ liées à l'amortissement accéléré, ce qui a entraîné une perte totale de 32 M\$ à l'extinction de la dette à long terme. Les modalités générales des billets qui ont été éteints sont les suivantes :

- Billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026, d'un montant en capital de 700 M\$ (remboursement partiel de 585 M\$);
- Billets à 8,20 %, échéant en 2027, d'un montant en capital de 59 M\$ US (remboursement partiel de 16 M\$ US);
- Billets à moyen terme de série 6 à 3,10 %, échéant en 2029, d'un montant en capital de 750 M\$ (remboursement partiel de 671 M\$);
- Billets à moyen terme de série 7 à 5,00 %, échéant en 2030, d'un montant en capital de 1,3 G\$ (remboursement partiel de 1,1 G\$);
- Billets à 5,35 %, échéant en 2033, d'un montant en capital de 300 M\$ US (remboursement partiel de 178 M\$ US);
- Billets à 5,95 %, échéant en 2035, d'un montant en capital de 600 M\$ US (remboursement partiel de 401 M\$ US);
- Billets à moyen terme de série 4 à 5,00 %, échéant en 2037, d'un montant en capital de 600 M\$ (remboursement partiel de 321 M\$);
- Billets à 6,00 %, échéant en 2042, d'un montant en capital de 142 M\$ US (remboursement partiel de 110 M\$ US).

7. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Exercices clos les	
	2023	31 décembre 2022	2023	31 décembre 2022
Bénéfice net	2 820	2 741	8 295	9 077
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 294	1 347	1 308	1 387
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	2	3	2	3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 296	1 350	1 310	1 390
(en dollars par action ordinaire)				
Bénéfice de base par action	2,18	2,03	6,34	6,54
Bénéfice dilué par action	2,18	2,03	6,33	6,53

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

Au cours du premier trimestre de 2023, la Bourse de Toronto (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 Bourse de New York (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.

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2023, la Société a racheté 8,5 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat renouvelée de 2023 au prix moyen de 44,37 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 375 M\$. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a racheté 8,3 millions d'actions ordinaires aux termes de la précédente offre publique de rachat de 2022 et 43,7 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat renouvelée de 2023 au prix moyen de 42,96 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 2,2 G\$.

Au cours du trimestre clos le 31 décembre 2022, la Société a racheté 16,7 millions d'actions ordinaires aux termes de la précédente offre publique de rachat de 2022 au prix moyen de 43,43 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 725 M\$. Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2022, la Société a racheté 7,1 millions d'actions ordinaires aux termes de la précédente offre publique de rachat de 2021 et 109,8 millions d'actions ordinaires aux termes de la précédente offre publique de rachat de 2022 au prix moyen de 43,92 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 5,1 G\$.

Après le quatrième trimestre de 2023, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son 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 prévoit qu'entre le 26 février 2024 et le 25 février 2025, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 128 700 000 actions ordinaires, soit environ 10 % de son flottant au 12 février 2024. Au 12 février 2024, 1 287 461 183 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2023	2022	2023	2022
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	8 453	16 693	51 982	116 908
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	142	279	871	1 947
Résultats non distribués	233	446	1 362	3 188
Coût des rachats d'actions	375	725	2 233	5 135

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

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	60	136
Résultats non distribués	90	214
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	150	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)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice	25
Règlements en trésorerie – montant versé (reçu) au cours de l'exercice	20
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2023	(20)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

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

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	41	24	—	65
Dettes fournisseurs	(51)	(34)	—	(85)
	(10)	(10)	—	(20)

Au cours du quatrième 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 décembre 2023, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 11,1 G\$ (9,8 G\$ au 31 décembre 2022) et sa juste valeur, à 11,1 G\$ (9,4 G\$ au 31 décembre 2022). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix de marché.

10. Transactions et évaluations d'actifs

Sables pétrolières

Acquisition d'une participation directe supplémentaire dans Fort Hills

Le 2 février 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition auprès de Teck Resources Limited (« Teck ») d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 712 M\$, ce qui a porté la participation directe de la Société dans Fort Hills à 68,76 %.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises au moyen de la méthode de l'acquisition.

(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 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 volumes de production prévus, les coûts des marchandises (y compris les taux de change), les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisation (les « hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus »).

La participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills a fait augmenter de 501 M\$ les produits bruts et de 22 M\$ le bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 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 entraîné une perte nette de 21 M\$, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 52,2 G\$ et un bénéfice net consolidé de 8,3 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les données pro forma n'indiquent pas nécessairement les résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition de Teck avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023.

Avant l'acquisition de Teck, la Société a mis à jour son plan à long terme concernant Fort Hills, ce qui comprend une baisse de la production brute et une augmentation des charges d'exploitation par baril pour les trois prochains exercices. La direction a tenu compte de ces indicateurs de dépréciation et elle a effectué un test de dépréciation au moyen des valeurs recouvrables établies selon la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Une perte de valeur de 2,6 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,8 G\$) a été comptabilisée au titre de la quote-part de Fort Hills dans le secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2022.

Acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. et de la participation directe restante dans Fort Hills

Le 20 novembre 2023, Suncor a conclu l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd., qui détenait la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills, pour un prix d'achat de 1,468 G\$ compte non tenu du fonds de roulement, des ajustements de clôture et autres coûts liés à la clôture, faisant ainsi de Suncor l'unique propriétaire de Fort Hills. La date de prise d'effet de la transaction est le 1^{er} avril 2023. Le calcul de la juste valeur du prix d'achat provisoire est fondé sur la meilleure estimation de la direction à la date de clôture.

Le tableau suivant présente le sommaire de la juste valeur des actifs nets acquis :

(en millions de dollars)

Trésorerie	150
Créances	521
Stocks	180
Immobilisations corporelles	2 361
Impôt sur le résultat différé	1 084
Total des actifs acquis	4 296
Dettes fournisseurs et charges à payer	(527)
Obligations locatives	(347)
Provision pour démantèlement	(392)
Total des passifs pris en charge	(1 266)
Actifs nets acquis	3 030

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 a été établie au moyen des prix de marché et des taux auprès des sources d'établissement des prix disponibles. 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 volumes de production prévus, les prix des marchandises (compte tenu des taux de change), les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations (les « hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus »). L'actif d'impôt différé comptabilisé après l'acquisition de TotalEnergies Canada sous-tend de nombreuses hypothèses posées par la direction et l'interprétation des lois fiscales qui s'appliquent aux circonstances entourant les positions fiscales historiques prises par TotalEnergies Canada et dans le cadre de son acquisition.

Comme cela est exigé lorsque l'acquéreur obtient le contrôle par étapes, la participation préalablement détenue dans Fort Hills a été réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition. La juste valeur à la date d'acquisition de la participation détenue au préalable a été estimée à 3,887 G\$ et la valeur comptable nette des actifs de Fort Hills s'est établie à 3,904 G\$. La Société a comptabilisé une perte hors trésorerie à la réévaluation de sa participation existante de 17 M\$ au poste « Autres produits » à l'état consolidé du résultat global.

(en millions de dollars)

Contrepartie totale ¹⁾	1 832
Actifs nets acquis	(3 030)
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses	(1 198)
Perte à la réévaluation de la participation directe existante	17
Juste valeur de la relation préexistante	56
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et réévaluations (note 4)	(1 125)

1) La contrepartie totale comprend le fonds de roulement en date du 1^{er} avril 2023.

Des coûts d'acquisition de 12 millions de dollars ont été portés aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dans les états consolidés du résultat global pour le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2023.

L'acquisition de TotalEnergies a fait augmenter de 148 M\$ les produits bruts et de 18 M\$ le bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2023.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, TotalEnergies Canada aurait fait augmenter d'un montant additionnel de 1,1 G\$ les produits bruts et aurait fait augmenter d'un montant de 71 M\$ le bénéfice net, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 53,3 G\$ et un bénéfice net consolidé de 8,4 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

Les données pro forma n'indiquent pas nécessairement les résultats qui auraient été obtenus si l'acquisition de TotalEnergies Canada avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023.

Dans le cadre de l'acquisition, la Société a repris divers engagements au titre de pipelines et d'actifs accessoires, y compris la capacité résiduelle d'un pipeline régional, qui a été comptabilisé à titre d'actif au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles et les obligations locatives à long terme.

Meadow Creek :

Au cours du troisième trimestre de 2023, la Société a décomptabilisé un montant après impôt de 192 M\$ (253 M\$ avant impôt) à l'égard de ses propriétés en cours d'aménagement de Meadow Creek dans le secteur Sables pétrolifères, car ces propriétés ne s'inscrivent plus dans les plans de mise en valeur futurs de la Société.

Exploration et production

Vente des activités au Royaume-Uni

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a mené à bien 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 de 1,1 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit de 607 M\$ après impôt (607 M\$ avant impôt). Ce montant comprend un profit de change de 25 M\$ comptabilisé par suite de la sortie d'établissements. Les activités au Royaume-Uni sont présentées dans le secteur Exploration et production.

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). Les actifs éoliens et solaires étaient présentés dans le secteur Siège social.

11. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a augmenté de 1,8 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, du fait de l'augmentation de la participation directe dans Fort Hills (note 10), de la mise à jour des estimations de clôture et de la diminution du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui a été ramené à 5,20 % (5,50 % au 31 décembre 2022).

12. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel a diminué pour s'établir à 128 M\$ (déduction faite de l'impôt de 42 M\$), en raison principalement d'une diminution du taux d'actualisation, lequel a été ramené à 4,60 % (5,10 % au 31 décembre 2022).

Données financières et d'exploitation complémentaires

Sommaire trimestriel des résultats financiers

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les					Exercice clos les	
	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Produits bruts	13 589	13 911	12 434	12 272	14 754	52 206	62 907
Moins les redevances	(779)	(1 262)	(715)	(358)	(834)	(3 114)	(4 571)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 810	12 649	11 719	11 914	13 920	49 092	58 336
Bénéfice (perte) avant impôt							
Sables pétroliers	2 660	1 407	1 267	1 477	1 625	6 811	5 633
Exploration et production	133	227	956	375	578	1 691	3 221
Raffinage et commercialisation	598	1 274	518	993	1 517	3 383	5 694
Siège social et éliminations	(1)	(774)	(390)	(131)	(182)	(1 296)	(2 232)
Charge d'impôt sur le résultat	(570)	(590)	(472)	(662)	(797)	(2 294)	(3 239)
Bénéfice net	2 820	1 544	1 879	2 052	2 741	8 295	9 077
Résultat d'exploitation ajusté ^{A)}							
Sables pétroliers	1 526	1 670	1 281	1 490	1 719	5 967	9 042
Exploration et production	133	227	349	375	578	1 084	2 494
Raffinage et commercialisation	598	1 277	494	998	1 529	3 367	5 687
Siège social et éliminations	(42)	(518)	(359)	(430)	(382)	(1 349)	(1 503)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(580)	(676)	(512)	(624)	(1 012)	(2 392)	(4 154)
Total	1 635	1 980	1 253	1 809	2 432	6 677	11 566
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ^{A)}							
Sables pétroliers	2 651	2 929	2 557	2 588	2 929	10 725	13 831
Exploration et production	228	372	521	491	719	1 612	3 178
Raffinage et commercialisation	811	1 482	781	1 194	1 663	4 268	6 561
Siège social et éliminations	10	(368)	(655)	(533)	(273)	(1 546)	(1 240)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	334	(781)	(549)	(738)	(849)	(1 734)	(4 229)
Total	4 034	3 634	2 655	3 002	4 189	13 325	18 101
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	284	550	148	(1 963)	(265)	(981)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	4 184	2 803	1 039	3 924	12 344	15 680
Par action ordinaire							
Bénéfice net – de base	2,18	1,19	1,44	1,54	2,03	6,34	6,54
Bénéfice net – dilué	2,18	1,19	1,43	1,54	2,03	6,33	6,53
Résultat d'exploitation ajusté ^{A),B)}	1,26	1,52	0,96	1,36	1,81	5,10	8,34
Dividendes en trésorerie ^{B)}	0,55	0,52	0,52	0,52	0,52	2,11	1,88
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{A),B)}	3,12	2,80	2,03	2,26	3,11	10,19	13,05
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{B)}	3,34	3,22	2,14	0,78	2,91	9,44	11,30
Distributions aux actionnaires							
Dividendes versés sur les actions ordinaires	704	676	679	690	700	2 749	2 596
Rachats d'actions ordinaires	375	300	684	874	725	2 233	5 135
Total des distributions aux actionnaires	1 079	976	1 363	1 564	1 425	4 982	7 731
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)							
Sables pétroliers	1 068	1 175	1 043	810	919	4 096	3 540
Exploration et production ^{C)}	161	187	182	138	113	668	443
Raffinage et commercialisation	305	195	377	125	258	1 002	816
Siège social et éliminations ^{D)}	18	20	11	13	12	62	188
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 552	1 577	1 613	1 086	1 302	5 828	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 déc. 2023	Exercices clos les			31 déc. 2022
		30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	
Rendement du capital investi (RCI) ^{A)} (%)	15,6	15,8	12,8	17,8	19,4
RCI compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ^{A),E)} (%)	15,6	15,8	16,3	21,6	22,9

- 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) Comprend les montants de base par action.
- C) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 66 M\$ au deuxième trimestre de 2023, de 42 M\$ au premier trimestre de 2023, et de 57 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- D) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 76 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- E) Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada.

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					Exercices clos les	
	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Volumes de production (kb/j)							
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	866,2	787,0	814,3	811,3	810,1	819,8	790,5
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel							
Activités du secteur Sables pétrolifères	271,9	272,2	336,3	315,2	316,5	298,8	303,1
Syncrude	203,8	197,1	168,7	182,6	201,0	188,2	176,9
Total du secteur Sables pétrolifères – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et diesel	475,7	469,3	505,0	497,8	517,5	487,0	480,0
Sables pétrolifères – bitume non valorisé							
Activités du secteur Sables pétrolifères	169,4	103,0	78,3	108,1	102,0	114,8	100,4
Fort Hills	112,3	73,8	95,8	69,2	68,6	87,8	84,8
Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	281,7	176,8	174,1	177,3	170,6	202,6	185,2
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	757,4	646,1	679,1	675,1	688,1	689,6	665,2
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)							
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	457,3	474,1	511,5	504,0	505,3	486,6	482,6
Bitume non valorisé	277,5	181,6	163,6	174,1	174,5	199,4	180,7
Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères	734,8	655,7	675,1	678,1	679,8	686,0	663,3
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),A)} (en millions de dollars)							
Charges décaissées	1 249	1 020	1 082	1 024	920	4 375	3 803
Gaz naturel	57	80	84	155	205	376	738
	1 306	1 100	1 166	1 179	1 125	4 751	4 541
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),A)} (\$/b)*							
Charges décaissées	29,45	27,00	27,00	25,70	23,05	27,35	25,10
Gaz naturel	1,35	2,15	2,10	3,90	5,30	2,35	4,85
	30,80	29,15	29,10	29,60	28,35	29,70	29,95
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A),B)} (en millions de dollars)							
Charges décaissées	382	331	301	260	213	1 274	835
Gaz naturel	16	13	14	18	24	61	97
	398	344	315	278	237	1 335	932
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A),B)} (\$/b)*							
Charges décaissées	26,95	41,80	29,95	38,80	33,35	32,85	26,90
Gaz naturel	1,15	1,60	1,45	2,60	3,75	1,55	3,10
	28,10	43,40	31,40	41,40	37,10	34,40	30,00
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (en millions de dollars)							
Charges décaissées	629	592	647	655	623	2 523	2 325
Gaz naturel	19	17	18	34	40	88	147
	648	609	665	689	663	2 611	2 472
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (\$/b)*							
Charges décaissées	32,85	32,20	41,45	38,25	32,50	35,90	34,45
Gaz naturel	1,00	0,95	1,15	2,00	2,10	1,25	2,20
	33,85	33,15	42,60	40,25	34,60	37,15	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 cours du premier trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. Au cours du quatrième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 31,23 % 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)}	Trimestres clos les					Exercices clos les	
	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Bitume non valorisé (\$/b)							
Prix moyen obtenu	70,76	97,75	77,93	58,49	61,43	75,78	91,27
Redevances	(10,62)	(15,44)	(10,07)	(3,88)	(10,37)	(10,16)	(13,81)
Frais de transport et de distribution	(7,79)	(8,40)	(8,02)	(6,99)	(6,91)	(7,81)	(6,64)
Charges d'exploitation nettes	(17,91)	(21,46)	(21,65)	(22,92)	(22,55)	(20,56)	(20,27)
Revenus d'exploitation nets	34,44	52,45	38,19	24,70	21,60	37,25	50,55
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)							
Prix moyen obtenu	100,97	109,80	99,14	102,40	109,28	103,02	123,25
Redevances	(8,80)	(19,56)	(9,64)	(4,66)	(10,66)	(10,60)	(17,27)
Frais de transport et de distribution	(4,65)	(2,61)	(3,78)	(3,53)	(3,90)	(3,62)	(4,37)
Charges d'exploitation nettes	(40,96)	(37,42)	(38,66)	(38,72)	(37,71)	(38,92)	(37,56)
Revenus d'exploitation nets	46,56	50,21	47,06	55,49	57,01	49,88	64,05
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)							
Prix moyen obtenu	89,56	106,46	94,00	91,13	97,00	95,10	114,56
Redevances	(9,49)	(18,42)	(9,74)	(4,46)	(10,59)	(10,48)	(16,33)
Frais de transport et de distribution	(5,84)	(4,21)	(4,81)	(4,42)	(4,67)	(4,83)	(4,99)
Charges d'exploitation nettes	(32,26)	(33,00)	(34,54)	(34,67)	(33,82)	(33,58)	(32,85)
Revenus d'exploitation nets	41,97	50,83	44,91	47,58	47,92	46,21	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 déc. 2023	Trimestres clos les			31 déc. 2022	Exercice clos les	
		30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023		31 déc. 2023	31 déc. 2022
Volumes de production							
E&P Canada (kb/j)	45,3	39,8	45,9	46,7	49,1	44,4	50,2
E&P International (kbep/j)	5,4	4,6	16,9	20,3	25,9	11,7	27,8
Total des volumes de production (kbep/j)	50,7	44,4	62,8	67,0	75,0	56,1	78,0
Total des volumes des ventes (kbep/j)	29,2	42,7	71,6	68,7	75,1	52,9	80,6
Revenus d'exploitation nets ^{A),B)}							
E&P Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu	118,20	120,59	108,44	104,39	116,75	111,49	131,35
Redevances	(15,10)	(16,33)	(13,46)	(11,60)	(15,70)	(13,82)	(18,25)
Frais de transport et de distribution	(8,69)	(3,38)	(2,63)	(3,28)	(3,82)	(3,87)	(3,28)
Charges d'exploitation	(31,23)	(20,18)	(18,57)	(16,48)	(20,17)	(20,17)	(14,69)
Revenus d'exploitation nets	63,18	80,70	73,78	73,03	77,06	73,63	95,13
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/bep) ^{C)}							
Prix moyen obtenu	—	—	105,63	116,95	130,65	112,16	129,18
Frais de transport et de distribution	—	—	(3,19)	(3,13)	(1,79)	(3,16)	(2,57)
Charges d'exploitation	—	—	(19,16)	(12,00)	(9,16)	(15,03)	(9,66)
Revenus d'exploitation nets	—	—	83,28	101,82	119,70	93,97	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.

C) Au troisième trimestre de 2022, Suncor a achevé la cession de ses actifs en Norvège. Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a achevé la cession de son portefeuille au Royaume-Uni.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les					Exercices clos les	
	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Ventes de produits raffinés (kb/j)	575,5	574,1	547,0	514,8	548,2	553,1	553,6
Pétrole brut traité (kb/j)	455,9	463,2	394,4	367,7	440,0	420,7	433,2
Volumes des ventes liées aux activités de vente (ML)	5 286	5 445	5 073	4 654	5 415	20 458	21 448
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	99	85	79	94	90	93
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b)^{A)}	37,45	50,10	38,10	55,45	59,30	45,00	55,85
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b)^{A)}	47,05	42,45	41,10	59,15	69,40	47,00	54,45
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{A)}	6,90	5,95	6,35	7,20	6,15	6,55	6,30
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A), B)}	7,65	6,20	7,95	8,15	7,90	7,45	7,00
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{A)}	4,15	3,10	3,10	3,35	3,35	3,45	3,00
Est de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	115,2	112,6	108,9	111,9	108,1	112,2	107,0
Distillat	110,1	101,1	104,0	102,0	106,9	104,3	96,9
Total des ventes de carburants de transport	225,3	213,7	212,9	213,9	215,0	216,5	203,9
Produits pétrochimiques	8,1	8,6	14,5	11,5	10,4	10,6	10,2
Asphalte	17,6	22,5	18,9	14,7	19,4	18,4	18,7
Autres	21,9	19,4	21,2	28,7	16,4	22,9	26,5
Total des ventes de produits raffinés	272,9	264,2	267,5	268,8	261,2	268,4	259,3
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	217,8	215,4	212,3	203,9	211,8	212,4	206,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	97	96	92	95	96	93
Ouest de l'Amérique du Nord							
Ventes de produits raffinés (kb/j)							
Carburants de transport							
Essence	129,0	126,0	111,2	96,4	123,3	115,8	120,6
Distillat	141,3	145,9	140,4	130,7	135,5	139,6	147,7
Total des ventes de carburants de transport	270,3	271,9	251,6	227,1	258,8	255,4	268,3
Asphalte	11,6	19,3	9,7	2,4	10,5	10,8	11,9
Autres	20,7	18,7	18,2	16,5	17,7	18,5	14,1
Total des ventes de produits raffinés	302,6	309,9	279,5	246,0	287,0	284,7	294,3
Approvisionnement en brut et raffinage							
Brut traité aux raffineries (kb/j)	238,1	247,8	182,1	163,8	228,2	208,3	227,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	102	75	67	94	85	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 premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation de raffinage par baril ne comprenaient 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 décembre 2023			30 septembre 2023		
	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	2 646	4 341	6 987	1 891	4 912	6 803
Autres produits (pertes)	1 374	(11)	1 363	(5)	1	(4)
Achats de pétrole brut et de produits	(820)	(29)	(849)	(274)	(43)	(317)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(1 395)	(52)		22	(82)	
Montant brut réalisé	1 805	4 249		1 634	4 788	
Redevances	(271)	(370)	(641)	(258)	(853)	(1 111)
Frais de transport et de distribution	(199)	(195)	(394)	(140)	(114)	(254)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{C)}	(573)	(1 823)	(2 396)	(426)	(1 787)	(2 213)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	116	100		66	154	
Charges d'exploitation nettes	(457)	(1 723)		(360)	(1 633)	
Revenus d'exploitation nets	878	1 961		876	2 188	
Volumes de ventes (kb)	25 529	42 070		16 711	43 620	
Revenus d'exploitation nets par baril	34,44	46,56		52,45	50,21	

Pour les trimestres clos les	30 juin 2023			31 mars 2023		
	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	1 446	4 732	6 178	1 235	4 832	6 067
Autres produits (pertes)	26	(31)	(5)	124	(9)	115
Achats de pétrole brut et de produits	(327)	(34)	(361)	(337)	(71)	(408)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	15	(52)		(105)	(108)	
Montant brut réalisé	1 160	4 615		917	4 644	
Redevances	(150)	(449)	(599)	(61)	(211)	(272)
Frais de transport et de distribution	(119)	(176)	(295)	(109)	(161)	(270)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{C)}	(386)	(1 913)	(2 299)	(474)	(1 947)	(2 421)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	63	114		115	190	
Charges d'exploitation nettes	(323)	(1 799)		(359)	(1 757)	
Revenus d'exploitation nets	568	2 191		388	2 515	
Volumes de ventes (kb)	14 887	46 550		15 668	45 361	
Revenus d'exploitation nets par baril	38,19	47,06		24,70	55,49	

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2022		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 347	5 317	6 664
Autres (pertes) produits	(113)	(33)	(146)
Achats de pétrole brut et de produits	(182)	(76)	(258)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(68)	(127)	
Montant brut réalisé	984	5 081	
Redevances	(166)	(496)	(662)
Frais de transport et de distribution	(111)	(181)	(292)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(511)	(1 982)	(2 493)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	149	230	
Charges d'exploitation nettes	(362)	(1 752)	
Revenus d'exploitation nets	345	2 652	
Volumes de ventes (kb)	16 050	46 487	
Revenus d'exploitation nets par baril	21,60	57,01	

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. Au cours du quatrième trimestre de 2023, Suncor a procédé à l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 31,23 % 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),C)}

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

Pour les exercices clos les	31 décembre 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	7 218	18 817	26 035	7 892	22 539	30 431
Autres produits (pertes)	1 519	(50)	1 469	(80)	27	(53)
Achats de pétrole brut et de produits	(1 758)	(177)	(1 935)	(1 673)	(377)	(2 050)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(1 463)	(294)		(119)	(420)	
Montant brut réalisé	5 516	18 296		6 020	21 769	
Redevances	(740)	(1 883)	(2 623)	(912)	(3 051)	(3 963)
Frais de transport et de distribution	(567)	(646)	(1 213)	(438)	(772)	(1 210)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{C)}	(1 859)	(7 470)	(9 329)	(1 722)	(7 430)	(9 152)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	360	558		386	798	
Charges d'exploitation nettes	(1 499)	(6 912)		(1 336)	(6 632)	
Revenus d'exploitation nets	2 710	8 855		3 334	11 314	
Volumes de ventes (kb)	72 795	177 601		65 960	176 632	
Revenus d'exploitation nets par baril	37,25	49,88		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. Au cours du quatrième trimestre de 2023, Suncor a procédé à l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 31,23 % 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 décembre 2023				30 septembre 2023			
	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	259	236	495	—	423	224	647
Redevances	—	(33)	(105)	(138)	—	(57)	(94)	(151)
Frais de transport et de distribution	—	(19)	(3)	(22)	—	(12)	—	(12)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(5)	(75)	(17)	(97)	—	(83)	(19)	(102)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	5	6			—	13		
Revenus d'exploitation nets	—	138			—	284		
Volumes de ventes (kbep)	—	2 191			—	3 504		
Revenus d'exploitation nets par baril	—	63,18			—	80,70		

Pour les trimestres clos les	30 juin 2023				31 mars 2023			
	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	122	549	142	813	184	458	92	734
Redevances	—	(68)	(48)	(116)	—	(51)	(35)	(86)
Frais de transport et de distribution	(4)	(13)	(4)	(21)	(5)	(14)	(2)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(27)	(103)	(13)	(143)	(26)	(81)	(26)	(133)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	5	9			7	9		
Revenus d'exploitation nets	96	374			160	321		
Volumes de ventes (kbep)	1 155	5 065			1 574	4 389		
Revenus d'exploitation nets par baril	83,28	73,78			101,82	73,03		

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2022			
	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	378	399	308	1 085
Redevances	—	(54)	(118)	(172)
Frais de transport et de distribution	(5)	(13)	(16)	(34)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(83)	(19)	(133)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	4	14		
Revenus d'exploitation nets	346	263		
Volumes de ventes (kbep)	2 893	3 414		
Revenus d'exploitation nets par baril	119,70	77,06		

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) Au troisième trimestre de 2022, Suncor a achevé la cession de ses actifs en Norvège. Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a achevé la cession de son portefeuille au Royaume-Uni.

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 exercices clos les	31 décembre 2023				31 décembre 2022			
	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P International ^{B)}	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	306	1 689	694	2 689	1 222	2 464	645	4 331
Redevances	—	(209)	(282)	(491)	—	(342)	(266)	(608)
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)	(24)	(61)	(16)	(101)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(342)	(75)	(475)	(120)	(327)	(43)	(490)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	17	37			25	51		
Revenus d'exploitation nets	256	1 117			1 103	1 785		
Volumes de ventes (kbep)	2 729	15 149			9 453	18 753		
Revenus d'exploitation nets par baril	93,97	73,63			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.

B) Au troisième trimestre de 2022, Suncor a achevé la cession de ses actifs en Norvège. Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a achevé la cession de son portefeuille au Royaume-Uni.

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					Exercices clos les	
	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	31 déc. 2023	31 déc. 2022
Produits d'exploitation	8 053	8 570	7 272	7 173	9 019	31 068	36 728
Achats de pétrole brut et de produits	(6 448)	(6 268)	(5 797)	(5 354)	(6 515)	(23 867)	(27 261)
	1 605	2 302	1 475	1 819	2 504	7 201	9 467
Autres produits (pertes)	81	(26)	13	156	61	224	(60)
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	(11)	(4)	(33)	(2)	3	(50)	(20)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 675	2 272	1 455	1 973	2 568	7 375	9 387
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	44 756	45 342	38 214	35 583	43 321	163 895	168 149
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	37,45	50,10	38,10	55,45	59,30	45,00	55,85
Perte (profit) au titre de la méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque ^{B)}	431	(348)	116	131	439	330	(230)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	2 106	1 924	1 571	2 104	3 007	7 705	9 157
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	47,05	42,45	41,10	59,15	69,40	47,00	54,45
Marge brute liée aux activités de vente							
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 675	2 272	1 455	1 973	2 568	7 375	9 387
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 311)	(1 948)	(1 133)	(1 639)	(2 236)	(6 031)	(8 033)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	364	324	322	334	332	1 344	1 354
Volumes des ventes (ML)	5 286	5 445	5 073	4 654	5 415	20 458	21 448
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	6,90	5,95	6,35	7,20	6,15	6,55	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	694	610	604	650	680	2 558	2 427
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),10)}	222	170	157	156	181	705	644
Moins les autres charges d'exploitation ^{D),11)}	129	159	143	204	157	635	602
Charges d'exploitation de raffinage ^{A),D)}	343	281	304	290	342	1 218	1 181
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	44 756	45 342	38 214	35 583	43 321	163 895	168 149
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A),D)}	7,65	6,20	7,95	8,15	7,90	7,45	7,00
Volumes des ventes (ML)	5 286	5 445	5 073	4 654	5 415	20 458	21 448
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A)}	4,15	3,10	3,10	3,35	3,35	3,45	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 brutes 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 premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation de raffinage par baril ne comprenaient 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 les exercices clos les)	31 déc. 2023	Trimestres clos les			31 déc. 2022	Exercice clos les	
		30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023		31 déc. 2023	31 déc. 2022
Pétrole brut WTI à Cushing	78,35	82,20	73,75	76,10	82,65	77,60	94,25
Pétrole brut SYN à Edmonton	78,65	85,00	76,65	78,20	86,80	79,60	98,70
WCS à Hardisty	56,45	69,30	58,70	51,35	57,00	59,00	75,95
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	28,60	39,95	32,30	36,70	52,75	34,40	47,00
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	17,10	27,45	28,60	31,55	39,20	26,15	38,10
Valeur du produit							
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)} 40 %	42,80	48,85	42,40	45,10	54,15	44,80	56,50
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)} 40 %	38,20	43,85	40,95	43,05	48,75	41,50	52,95
WTI 20 %	15,65	16,45	14,75	15,20	16,55	15,50	18,85
Facteur saisonnier	6,50	5,00	5,00	6,50	6,50	5,75	5,75
	103,15	114,15	103,10	109,85	125,95	107,55	134,05
Valeur du pétrole brut							
SYN 40 %	31,45	34,00	30,65	31,30	34,70	31,85	39,50
WCS 40 %	22,60	27,70	23,50	20,55	22,80	23,60	30,40
WTI 20 %	15,65	16,45	14,75	15,20	16,55	15,50	18,85
	69,70	78,15	68,90	67,05	74,05	70,95	88,75
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor	33,45	36,00	34,20	42,80	51,90	36,60	45,30
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b) ^{A)}	45,55	48,25	45,95	57,85	70,45	49,40	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 mesures contenues dans le rendement du capital investi (« RCI ») et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, 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 ainsi que les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, 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 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. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production. La capacité énergétique excédentaire s'entend des produits liés à l'énergie excédentaire provenant des unités de cogénération qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte aussi notamment 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, de Fort Hills 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. 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 de gestion. 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