

# Rapport aux actionnaires pour le deuxième trimestre de 2024



Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour les volumes de production liés aux activités de Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») en Libye, qui sont présentés selon un prix raisonnable. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du rapport de gestion daté du 6 août 2024. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

## Faits saillants du deuxième trimestre

- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup> de 3,4 G\$ et flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup> de 1,4 G\$.**
- **Redistribution de plus de 1,5 G\$ aux actionnaires, ce qui comprend des rachats d'actions de 825 M\$ et des dividendes de 698 M\$.**
- **Solide production en amont de 771 000 barils par jour (b/j) et débit de traitement des raffineries de 431 000 b/j.**
- **Réalisation réussie d'activités de révision d'un montant d'environ 800 M\$ au deuxième trimestre, de manière sécuritaire et efficiente, en avance sur les échéances.**
- **Production en amont de 803 000 b/j et débit de traitement des raffineries de 443 000 b/j au premier semestre, soit des marques sans précédent.**
- **Taux d'utilisation des installations de valorisation <sup>2)</sup> de 94 % et taux d'utilisation des raffineries de 95 % au premier semestre, ce qui tient compte de l'incidence des importants travaux de révision.**

« Après un premier trimestre vigoureux, l'accent a été mis sur l'exécution et le dynamisme au deuxième trimestre. La Société a mené de main de maître d'importants travaux de révision en amont et en aval et elle a conservé son élan en ce qui concerne les priorités d'amélioration ciblées, notamment en matière de fiabilité opérationnelle et de gestion des coûts », a déclaré Rich Kruger, président et chef de la direction de Suncor. « Guidée par ces priorités clairement définies et sa détermination à atteindre constamment les plus hauts niveaux de rendement, la Société a rempli ses engagements, tout en menant ses activités de manière sécuritaire, efficiente, fiable et profitable. Les travaux de maintenance planifiés pour 2024 sont quasi complétés, de sorte que la Société prévoit réaliser un excellent deuxième semestre. »

## Résultat du deuxième trimestre

<b>Faits saillants financiers</b> (en millions de dollars, sauf indication contraire)	T2 2024	T1 2024	T2 2023
Bénéfice net	1 568	1 610	1 879
Par action ordinaire <sup>1)</sup> (en dollars)	1,22	1,25	1,44
Résultat d'exploitation ajusté <sup>2)</sup>	1 626	1 817	1 253
Par action ordinaire <sup>1),2)</sup> (en dollars)	1,27	1,41	0,96
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>2)</sup>	3 397	3 169	2 655
Par action ordinaire <sup>1),2)</sup> (en dollars)	2,65	2,46	2,03
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 829	2 787	2 803
Par action ordinaire <sup>1)</sup> (en dollars)	2,98	2,16	2,14
Dépenses en immobilisations et frais de prospection <sup>3)</sup>	1 964	1 237	1 551
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	1 350	1 858	1 042
Dividende par action ordinaire <sup>1)</sup> (en dollars)	0,55	0,55	0,52
Rachats d'actions par action ordinaire <sup>4)</sup> (en dollars)	0,64	0,23	0,52
Rendements pour les actionnaires <sup>5)</sup>	1 523	995	1 363
Dette nette <sup>2),6)</sup>	9 054	9 552	11 170
<b>Faits saillants de l'exploitation</b>	<b>T2 2024</b>	<b>T1 2024</b>	<b>T2 2023</b>
Production en amont totale (kb/j)	770,6	835,3	741,9
Taux d'utilisation des raffineries (%)	92	98	85

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 rapport de gestion.

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

4) 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.

6) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a revu la définition de la dette nette afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées pour refléter ce changement.

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

2) Le taux d'utilisation des installations de valorisation est calculé en utilisant la production brute valorisée, y compris les produits consommés en interne et les transferts entre actifs, et les capacités nominales brutes des installations de valorisation, sur une base moyenne pour le secteur Sables pétrolifères et Syncrude.

## Résultats financiers

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

(en millions de dollars)	T2 2024	T1 2024	T2 2023
Bénéfice net	1 568	1 610	1 879
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	103	220	(244)
Profit latent sur les activités de gestion des risques	(52)	(2)	(10)
Profit sur cession importante	—	—	(607)
Charge de restructuration	—	—	275
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	7	(11)	(40)
Résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup>	1 626	1 817	1 253

- 1) Mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés avant impôt et ajustés pour tenir compte de l'impôt sur le résultat présenté au poste « Charge (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 rapport de gestion.
- Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor, qui s'est établi à 1,626 G\$ (1,27 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2024, a augmenté comparativement à celui de 1,253 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et par l'accroissement de la production des raffineries du secteur R&C, en partie contrebalancés par la hausse des redevances, par la baisse des volumes du secteur E&P et par la diminution des prix obtenus pour les produits raffinés.
  - Le bénéfice net s'est établi à 1,568 G\$ (1,22 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2024, contre 1,879 G\$ (1,44 \$ 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 deuxième trimestre de 2024 et du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
  - Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,397 G\$ (2,65 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 2,655 G\$ (2,03 \$ 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.
  - Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 3,829 G\$ (2,98 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 2,803 G\$ (2,14 \$ 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 3,153 G\$ au deuxième trimestre de 2024, contre 3,440 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution découle principalement de la charge de restructuration d'un montant de 275 M\$ liée à la réduction des effectifs de la Société comptabilisée au trimestre correspondant de l'exercice précédent, de la diminution des charges d'exploitation et des coûts liés aux travaux de maintenance ainsi que de la baisse des coûts des marchandises, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la hausse des charges de rémunération fondée sur des actions.
  - Au 30 juin 2024, la dette nette <sup>1)</sup> de Suncor s'élevait à 9,054 G\$, ce qui représente une diminution de 498 M\$ par rapport au 31 mars 2024.

1) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

## Résultats d'exploitation

(en kb/j, à moins d'indication contraire)	T2 2024	T1 2024	T2 2023
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	<b>834,4</b>	932,1	814,3
Production de pétrole brut synthétique et de diesel	<b>488,3</b>	572,5	521,6
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne	<b>(26,6)</b>	(27,5)	(16,6)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	<b>461,7</b>	545,0	505,0
Production de bitume	<b>308,2</b>	297,9	200,2
Transferts entre actifs	<b>(53,9)</b>	(57,9)	(26,1)
Production de bitume non valorisé	<b>254,3</b>	240,0	174,1
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	<b>716,0</b>	785,0	679,1
Exploration et production	<b>54,6</b>	50,3	62,8
Production en amont totale	<b>770,6</b>	835,3	741,9
Taux d'utilisation des raffineries (%)	<b>92</b>	98	85
Pétrole brut traité par les raffineries	<b>430,5</b>	455,3	394,4

- La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 834 400 b/j au deuxième trimestre de 2024, comparativement à 814 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills conjuguée à la production brute record de bitume pour un deuxième trimestre enregistrée à Fort Hills, ainsi qu'à la production trimestrielle record dégagée à Firebag, partiellement neutralisées par la production plus faible enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères en raison de l'exécution de travaux de maintenance et de révision planifiés.
- La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 461 700 b/j pour le deuxième trimestre de 2024, ce qui représente un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation <sup>1)</sup> de 86 %, contre 505 000 b/j et 92 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte du plus important volume de travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre à l'étude et de la plus forte utilisation des installations de valorisation en dehors des périodes de travaux de maintenance planifiés.
- La Société a tiré parti de son intégration régionale inégalée pour générer de la valeur ajoutée et maximiser la production de pétrole brut synthétique, grâce à des transferts trimestriels entre actifs de pétrole brut synthétique et de bitume se classant au deuxième rang parmi les plus élevés jamais enregistrés, à 62 500 b/j.
- La production de bitume non valorisé s'est accrue pour s'établir à 254 300 b/j au deuxième trimestre de 2024, contre 174 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète essentiellement l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills, la baisse de la demande de charge d'alimentation des installations de valorisation en raison des travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre et la production record à Firebag.
- La production du secteur E&P a diminué au deuxième trimestre de 2024 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, par l'absence de production provenant de White Rose et par le fléchissement de la production à Hebron, partiellement contrebalancés par l'ajout de la production de Terra Nova.
- Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour s'établir à 430 500 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 92 % au deuxième trimestre de 2024, contre 394 400 b/j et 85 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les taux d'utilisation élevés dans l'ensemble des raffineries en dehors des périodes d'exécution de travaux de révision planifiés au cours du trimestre à l'étude, y compris le nouveau record trimestriel d'utilisation de 108 % à la raffinerie de la Société à Edmonton, et par l'amélioration de la fiabilité de la raffinerie de Commerce City de la Société par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. À la suite de l'achèvement des travaux de révision planifiés, les raffineries de la Société ont terminé le trimestre en force, affichant un taux d'utilisation moyen supérieur à 100 % en juin et en juillet.
- Les ventes de produits raffinés au deuxième trimestre de 2024 ont atteint un niveau trimestriel record de 594 700 b/j, en comparaison de 547 000 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par les avantages qu'a tirés la Société de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation au cours du trimestre à l'étude, ainsi que par l'incidence qu'avaient eue, au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les activités de redémarrage à la raffinerie de Commerce City de la Société.

1) Le taux d'utilisation des installations de valorisation est calculé en utilisant la production brute valorisée, y compris les produits consommés en interne et les transferts entre actifs, et les capacités nominales brutes des installations de valorisation, sur une base moyenne, pour le secteur Sables pétrolifères et Syncrude.

## Mises à jour concernant la Société et la stratégie

- **Journée des investisseurs tenue le 21 mai.** Pour de plus amples renseignements, y compris la transcription complète et la présentation, consultez le site [www.suncor.com](http://www.suncor.com). Voici les faits saillants de la mise à jour :
  - **Accroissement des flux de trésorerie disponibles de 3,3 G\$ par année.** Suncor a souligné son intention d'accroître les flux de trésorerie disponibles de 3,3 G\$ par année d'ici 2026 par rapport à 2023 en réduisant les coûts et les dépenses en immobilisations, en augmentant la production en amont et en améliorant la fiabilité et les marges en aval.
  - **Hausse de la production en amont d'environ 100 000 b/j.** Suncor a également présenté en détail son plan visant à hausser la production en amont d'environ 100 000 b/j de 2023 à 2026.
  - **Augmentation des rachats d'actions à hauteur de 75 % des fonds excédentaires.** Suncor a porté les rachats d'actions à environ 75 % des fonds excédentaires, et elle augmentera les rachats pour les porter à 100 % ou à près de 100 % des fonds excédentaires lorsque la cible révisée de la dette nette de 8 G\$ aura été atteinte.

## Mises à jour sur les 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 [www.suncor.com/fr-ca/investisseurs/perspectives-de-la-societe](http://www.suncor.com/fr-ca/investisseurs/perspectives-de-la-societe).

# Rapport de gestion

Le 6 août 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<sup>MC</sup> (comprenant la Transcanadienne électrique<sup>MC</sup>, 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 plus sobre en carbone en misant sur l'électricité à faibles émissions, les carburants renouvelables et les projets de réduction des émissions. 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.

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, daté du 21 mars 2024 (le « rapport de gestion annuel de 2023 »).

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024 doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et à son rapport de gestion annuel de 2023.

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 21 mars 2024 (la « notice annuelle de 2023 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), au [www.sec.gov](http://www.sec.gov) et sur notre site Web, au [www.suncor.com](http://www.suncor.com). Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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 le secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude. En 2023, Suncor a réalisé deux acquisitions distinctes de participations directes supplémentaires dans Fort Hills, faisant passer sa participation de 54,11 % à 100 %.

## Abréviations courantes

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

## Table des matières

1. Faits saillants du deuxième trimestre	6
2. Information financière et d'exploitation consolidée	7
3. Résultats sectoriels et analyse	11
4. Impôt sur le résultat	22
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	23
6. Situation financière et situation de trésorerie	25
7. Données financières trimestrielles	28
8. Autres éléments	31
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières	32
10. Abréviations courantes	40
11. Mises en garde	41

## 1. Faits saillants du deuxième trimestre

- **Résultats financiers du deuxième trimestre.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup> se sont établis à 3,397 G\$ (2,65 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 2,655 G\$ (2,03 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup> s'est établi à 1,626 G\$ (1,27 \$ par action ordinaire) pour le deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 1,253 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Importante production dégagée par le secteur Sables pétrolifères au cours d'un trimestre ayant comporté d'importants travaux de révision.** Le secteur Sables pétrolifères a dégagé une production record de 716 000 b/j au deuxième trimestre, comparativement à 679 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est attribuable à la participation directe supplémentaire dans Fort Hills, conjuguée à la production trimestrielle brute record pour un deuxième trimestre enregistrée à Fort Hills, et à la production trimestrielle record à Firebag, partiellement contrebalancées par la production plus faible enregistrée à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et à Syncrude en raison de l'exécution de travaux de maintenance et de révision planifiés. Pour générer une valeur ajoutée et maximiser la production de pétrole brut synthétique au cours du trimestre, la Société a tiré parti de l'intégration de ses actifs régionaux en procédant à des transferts internes entre les actifs, les deuxièmes plus élevés jamais réalisés au cours d'un trimestre.
- **Achèvement des travaux de maintenance et de révision planifiés plus tôt que prévu.** Les unités de valorisation du secteur Sables pétrolifères et le débit de traitement des raffineries ont bénéficié de l'exécution efficace des travaux de maintenance et de révision planifiés, qui ont été achevés plus tôt que prévu.
- **Ventes trimestrielles records de produits raffinés.** La Société a tablé sur son vaste réseau de vente à l'échelle nationale et sur ses canaux d'exportation pour établir un nouveau record de ventes de produits raffinés, à savoir 594 700 b/j.
- **Redistribution de valeur aux actionnaires.** Au deuxième trimestre de 2024, Suncor a redistribué plus de 1,5 G\$ de valeur aux actionnaires au moyen de dividendes de 698 M\$ et de rachats d'actions totalisant 825 M\$. Au cours de la période allant du début de l'exercice au 1<sup>er</sup> août 2024, la Société a racheté environ 1,431 G\$ en actions ordinaires de Suncor, ce qui représente environ 28 millions d'actions ordinaires, à un prix moyen de 51,24 \$ par action ordinaire, soit l'équivalent de 2,2 % de ses actions ordinaires au 31 décembre 2023.

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 rapport de gestion et au rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ci-après pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation ajusté.

## 2. Information financière et d'exploitation consolidée

### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
<b>Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat</b>				
Sables pétrolifères	<b>1 792</b>	1 267	<b>3 163</b>	2 744
Exploration et production	<b>196</b>	956	<b>470</b>	1 331
Raffinage et commercialisation	<b>593</b>	518	<b>1 707</b>	1 511
Siège social et éliminations	<b>(398)</b>	(390)	<b>(937)</b>	(521)
Charge d'impôt sur le résultat	<b>(615)</b>	(472)	<b>(1 225)</b>	(1 134)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 568</b>	1 879	<b>3 178</b>	3 931
<b>Résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>1 745</b>	1 281	<b>3 110</b>	2 771
Exploration et production	<b>196</b>	349	<b>470</b>	724
Raffinage et commercialisation	<b>588</b>	494	<b>1 706</b>	1 492
Siège social et éliminations	<b>(295)</b>	(359)	<b>(614)</b>	(789)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	<b>(608)</b>	(512)	<b>(1 229)</b>	(1 136)
<b>Total</b>	<b>1 626</b>	1 253	<b>3 443</b>	3 062
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés <sup>1)</sup></b>				
Sables pétrolifères	<b>3 108</b>	2 557	<b>5 551</b>	5 145
Exploration et production	<b>398</b>	521	<b>865</b>	1 012
Raffinage et commercialisation	<b>893</b>	781	<b>2 199</b>	1 975
Siège social et éliminations	<b>(221)</b>	(655)	<b>(619)</b>	(1 188)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	<b>(781)</b>	(549)	<b>(1 430)</b>	(1 287)
<b>Total</b>	<b>3 397</b>	2 655	<b>6 566</b>	5 657
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	<b>432</b>	148	<b>50</b>	(1 815)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>3 829</b>	2 803	<b>6 616</b>	3 842
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection <sup>2),3)</sup></b>				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	<b>1 235</b>	1 047	<b>1 809</b>	1 637
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	<b>729</b>	504	<b>1 392</b>	942
<b>Total</b>	<b>1 964</b>	1 551	<b>3 201</b>	2 579
<b>Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup></b>	<b>1 350</b>	1 042	<b>3 208</b>	2 958

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 83 M\$ et de 157 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2024, respectivement, en comparaison de 62 M\$ et de 120 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2023, respectivement.

3) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2024, comparativement à 66 M\$ et à 108 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2023, respectivement.

## Faits saillants de l'exploitation

(en kb/j, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
<b>Volumes de production</b>				
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	<b>461,7</b>	505,0	<b>503,3</b>	501,5
Sables pétrolifères – bitume non valorisé	<b>254,3</b>	174,1	<b>247,2</b>	175,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	<b>716,0</b>	679,1	<b>750,5</b>	677,1
Exploration et production	<b>54,6</b>	62,8	<b>52,5</b>	64,9
Total de la production en amont	<b>770,6</b>	741,9	<b>803,0</b>	742,0
Taux d'utilisation des raffineries (%)	<b>92</b>	85	<b>95</b>	82
Pétrole brut traité par les raffineries	<b>430,5</b>	394,4	<b>442,9</b>	381,1

## Résultats financiers

### Bénéfice net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,568 G\$ pour le deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 1,879 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur 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 une perte de change latente à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 103 M\$ pour le deuxième trimestre de 2024, en comparaison d'un profit de 244 M\$ pour le deuxième trimestre de 2023.
- La Société a comptabilisé, au poste « Autres produits (pertes) », un profit latent sur les activités de gestion des risques de 52 M\$ pour le deuxième trimestre de 2024, en comparaison d'un profit latent de 10 M\$ pour le deuxième trimestre de 2023.
- Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a comptabilisé un profit de 607 M\$ à la clôture de la vente de son portefeuille du secteur E&P au Royaume-Uni.
- 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 à la réduction des effectifs de la Société.
- Au deuxième trimestre de 2024, la Société a comptabilisé une charge d'impôt sur le résultat de 7 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à un recouvrement de 40 M\$ au deuxième trimestre de 2023.

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

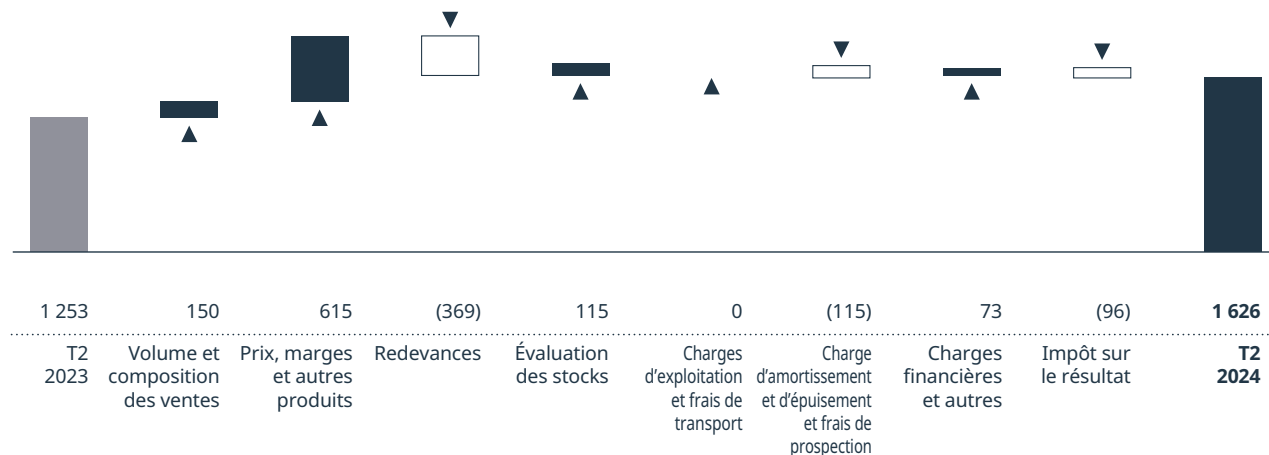
(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 568</b>	1 879	<b>3 178</b>	3 931
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	<b>103</b>	(244)	<b>323</b>	(241)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	<b>(52)</b>	(10)	<b>(54)</b>	8
Profit sur cession importante <sup>2)</sup>	—	(607)	—	(909)
Charge de restructuration	—	275	—	275
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	<b>7</b>	(40)	<b>(4)</b>	(2)
<b>Résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup></b>	<b>1 626</b>	1 253	<b>3 443</b>	3 062

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) charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté ». Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

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.



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



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

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor, qui s'est établi à 1,626 G\$ (1,27 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2024, a augmenté comparativement à celui de 1,253 G\$ (0,96 \$ par action ordinaire) inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et par l'accroissement de la production des raffineries, en partie contrebalancés par la hausse des redevances, par la baisse des volumes du secteur E&P et par la diminution des prix obtenus pour les produits raffinés.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,397 G\$ (2,65 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 2,655 G\$ (2,03 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 3,829 G\$ (2,98 \$ par action ordinaire) au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 2,803 G\$ (2,14 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une entrée de trésorerie liée aux soldes du fonds de roulement de la Société plus importante pour le trimestre à l'étude que pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les entrées de trésorerie au deuxième trimestre de 2024 s'expliquent principalement par l'augmentation des dettes fournisseurs liée à la hausse des stocks de tiers, y compris l'incidence du calendrier des règlements des ventes acheminées par navire, ainsi que par la hausse des redevances à payer en raison du calendrier. Les entrées de trésorerie au deuxième trimestre de 2024 ont été contrebalancées en partie par la hausse des créances, des stocks et des impôts à recevoir en raison du calendrier des règlements fiscaux.

## Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 669	2 678	5 484	5 404
Marchandises	356	418	822	969
Rémunération fondée sur des actions et autres coûts <sup>1)</sup>	128	344	287	491
<b>Total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux</b>	<b>3 153</b>	<b>3 440</b>	<b>6 593</b>	<b>6 864</b>

1) Pour le deuxième trimestre de 2024, la charge de rémunération fondée sur des actions de 128 M\$ tient compte d'un montant de 45 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, d'un montant de 4 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 19 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 60 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le deuxième trimestre de 2023, la charge de rémunération fondée sur des actions de 22 M\$ tient compte d'un montant de 21 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, d'un montant de 1 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 8 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un recouvrement de 8 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le deuxième trimestre de 2023, les autres coûts incluent principalement les coûts liés aux investissements dans les initiatives de la Société en matière de transformation numérique et les dépenses liées au développement de projets, ainsi qu'une charge de restructuration de 275 M\$ liée à la réduction des effectifs.

La diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux enregistrée au deuxième trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent découle principalement de la charge de restructuration liée à la réduction des effectifs de la Société comptabilisée au trimestre correspondant de l'exercice précédent, de la diminution des charges d'exploitation et des coûts liés aux travaux de maintenance ainsi que de la baisse des coûts des marchandises, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la hausse des charges de rémunération fondée sur des actions. 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. Pour plus de précisions, se reporter à la rubrique « Information financière » du rapport de gestion annuel de 2023.

		Moyenne des trimestres clos les 30 juin		Moyenne des semestres clos les 30 juin	
		2024	2023	2024	2023
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>80,55</b>	73,75	<b>78,75</b>	74,90
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	<b>84,90</b>	78,35	<b>84,05</b>	79,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>12,05</b>	14,75	<b>13,05</b>	16,55
MSW à Edmonton	\$ CA/b	<b>105,25</b>	95,10	<b>98,75</b>	97,05
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>67,00</b>	58,70	<b>62,30</b>	55,05
Écart léger/lourd entre le WTI et le WCS	\$ US/b	<b>(13,55)</b>	(15,05)	<b>(16,45)</b>	(19,85)
(Écart) prime SYN/WTI	\$ US/b	<b>2,80</b>	2,90	<b>(2,30)</b>	2,50
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>77,15</b>	72,35	<b>75,00</b>	76,10
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	<b>1,10</b>	2,35	<b>1,65</b>	2,70
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	<b>45,15</b>	159,80	<b>72,25</b>	150,95
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>24,75</b>	32,30	<b>25,90</b>	34,50
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>18,85</b>	28,60	<b>19,35</b>	30,05
Portland, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>29,30</b>	37,30	<b>28,10</b>	37,35
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>22,10</b>	29,15	<b>25,05</b>	33,40
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	<b>3,40</b>	7,70	<b>3,55</b>	7,95
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor <sup>2)</sup>	\$ US/b	<b>26,70</b>	34,20	<b>31,35</b>	38,55
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	<b>0,73</b>	0,74	<b>0,74</b>	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,73</b>	0,76	<b>0,73</b>	0,76

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 5-2-2-1, se reporter au rapport de gestion annuel de 2023 de Suncor.

### 3. Résultats sectoriels et analyse

#### Sables pétrolifères

##### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Produits d'exploitation	<b>7 432</b>	6 178	<b>14 354</b>	12 245
Moins les redevances	<b>(1 001)</b>	(599)	<b>(1 783)</b>	(871)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	<b>6 431</b>	5 579	<b>12 571</b>	11 374
Bénéfice avant impôt sur le résultat	<b>1 792</b>	1 267	<b>3 163</b>	2 744
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit:				
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	<b>(47)</b>	14	<b>(53)</b>	27
Résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup>	<b>1 745</b>	1 281	<b>3 110</b>	2 771
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	<b>3 108</b>	2 557	<b>5 551</b>	5 145
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	<b>1 671</b>	1 514	<b>3 119</b>	3 292

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

Pour le deuxième trimestre de 2024, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 1,745 G\$, en hausse par rapport à celui de 1,281 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et par la hausse des volumes de ventes, en partie contrebalancées par l'accroissement des redevances.

## Volumés de production

(en kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Production de bitume du secteur Sables pétrolifères				
Débit de traitement du bitume des installations de valorisation	580,1	640,2	636,1	637,2
Production de bitume non valorisé	254,3	174,1	247,2	175,6
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	834,4	814,3	883,3	812,8
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel				
Secteur Sables pétrolifères <sup>1)</sup>	321,6	350,2	348,1	341,5
Syncrude <sup>1)</sup>	166,7	171,4	182,3	178,1
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne <sup>2),3)</sup>	(26,6)	(16,6)	(27,1)	(18,1)
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	461,7	505,0	503,3	501,5
Bitume non valorisé				
Secteur Sables pétrolifères	136,9	89,9	128,6	99,8
Fort Hills	166,9	110,2	172,3	92,5
Syncrude	4,4	0,1	2,2	2,6
Transferts entre actifs <sup>4)</sup>	(53,9)	(26,1)	(55,9)	(19,3)
Production de bitume non valorisé	254,3	174,1	247,2	175,6
Volumés de production du secteur Sable pétrolifères mis en marché				
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	461,7	505,0	503,3	501,5
Bitume non valorisé	254,3	174,1	247,2	175,6
Total des volumés de production du secteur Sables pétrolifères	716,0	679,1	750,5	677,1

1) L'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères traite du bitume dans une proportion d'environ 80 %, tandis que l'unité de valorisation de Syncrude traite du bitume dans une proportion d'environ 85 %. Les taux d'utilisation des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris les produits consommés à l'interne et les transferts entre actifs.

2) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel et d'autres produits consommés à l'interne dans le cadre des activités. Pour le deuxième trimestre de 2024, les volumés de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 15 200 b/j de produits consommés à l'interne, dont 9 700 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères, 4 800 b/j par Fort Hills et 700 b/j par Syncrude. Les volumés de production de Syncrude comprennent 2 800 b/j de produits consommés à l'interne.

3) Pour le deuxième trimestre de 2024, les transferts entre actifs de produits valorisés consistent en 8 600 b/j de pétrole brut synthétique sulfureux, qui ont été transférés des installations du secteur Sables pétrolifères vers Syncrude.

4) Pour le deuxième trimestre de 2024, les transferts entre actifs de produits non valorisés consistent en 4 400 b/j de bitume qui ont été transférés de Syncrude vers les installations du secteur Sables pétrolifères, de 44 700 b/j de bitume qui ont été transférés de Fort Hills vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et de 4 800 b/j de bitume qui ont été transférés de Firebag à Syncrude.

La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 834 400 b/j au deuxième trimestre de 2024, comparativement à 814 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, grâce principalement à l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills conjuguée à la production brute record de bitume pour un deuxième trimestre enregistrée à Fort Hills, ainsi qu'à la production trimestrielle record dégagée à Firebag, partiellement neutralisées par la production plus faible enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères en raison de l'exécution de travaux de maintenance et de révision planifiés.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 461 700 b/j pour le deuxième trimestre de 2024, ce qui représente un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation <sup>1)</sup> de 86 %, contre 505 000 b/j et 92 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte du plus important volume de travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre à l'étude et de la plus forte utilisation des installations de valorisation en dehors des périodes de travaux de maintenance planifiés.

La Société a tiré parti de son intégration régionale inégalée pour générer de la valeur ajoutée et maximiser la production de pétrole brut synthétique, grâce à des transferts trimestriels entre actifs de pétrole brut synthétique et de bitume se classant au deuxième rang parmi les plus élevés jamais enregistrés, à 62 500 b/j.

La production de bitume non valorisé s'est accrue pour s'établir à 254 300 b/j au deuxième trimestre de 2024, contre 174 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète essentiellement l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills, la baisse de la demande de charge d'alimentation des installations de valorisation en raison des travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre et la production record à Firebag.

## Volumes de ventes

(en kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	<b>453,8</b>	511,5	<b>502</b>	507,8
Bitume non valorisé	<b>272,6</b>	163,6	<b>253,3</b>	168,8
Total	<b>726,4</b>	675,1	<b>755,3</b>	676,6

Au deuxième trimestre de 2024, les volumes de ventes de pétrole brut synthétique et de diesel se sont établis à 453 800 b/j, en comparaison de 511 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des volumes de production liée aux travaux de révision planifiés et d'une accumulation de stocks au cours du trimestre à l'étude, comparativement à un prélèvement sur les stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de ventes de bitume non valorisé ont augmenté pour s'établir à 272 600 b/j au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 163 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète principalement la hausse des volumes de production de bitume non valorisé au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent et un prélèvement sur les stocks au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une accumulation de stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (en \$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	<b>106,49</b>	95,36	<b>98,03</b>	97,08
Bitume non valorisé	<b>82,46</b>	69,91	<b>74,37</b>	60,47
Prix moyen pondéré	<b>97,48</b>	89,19	<b>90,09</b>	87,95
Prix moyen pondéré, par rapport au WTI	<b>(12,86)</b>	(9,86)	<b>(16,89)</b>	(12,98)

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

Au deuxième trimestre de 2024, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une hausse des cours de référence du pétrole brut et du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd.

## Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au deuxième trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix du bitume, du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et de l'accroissement des volumes de production de bitume.

1) Le taux d'utilisation des installations de valorisation est calculé en utilisant la production brute valorisée, y compris les produits consommés en interne et les transferts entre actifs, et les capacités nominales brutes des installations de valorisation, sur une base moyenne pour le secteur Sables pétrolifères et Syncrude.

## Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères a diminué au deuxième trimestre de 2024 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'importance accordée par la Société à la réduction des coûts liés aux actifs, et il tient compte de charges d'exploitation et de coûts liés aux travaux de maintenance moins élevés en raison des importants travaux de révision planifiés exécutés au cours du trimestre à l'étude, de l'incidence de l'optimisation de la main-d'œuvre et de la baisse des coûts des produits de base, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills.

### Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères <sup>1)</sup>	<b>2 278</b>	2 299	<b>4 760</b>	4 720
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	<b>1 141</b>	1 257	<b>2 419</b>	2 629
Coûts non liés à la production <sup>3)</sup>	<b>87</b>	(10)	<b>124</b>	(61)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts <sup>4)</sup>	<b>(40)</b>	(81)	<b>(145)</b>	(223)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>2)</sup>	<b>1 188</b>	1 166	<b>2 398</b>	2 345
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	<b>458,5</b>	440,1	<b>476,7</b>	441,3
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>2)</sup> (\$/b)	<b>28,45</b>	29,10	<b>27,65</b>	29,35
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	<b>546</b>	372	<b>1 159</b>	721
Coûts non liés à la production <sup>3)</sup>	<b>(76)</b>	(41)	<b>(143)</b>	(95)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire <sup>4)</sup>	<b>(5)</b>	(16)	<b>(20)</b>	(33)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>2)</sup>	<b>465</b>	315	<b>996</b>	593
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	<b>166,9</b>	110,2	<b>172,3</b>	92,5
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>2)</sup> (\$/b)	<b>30,60</b>	31,40	<b>31,75</b>	35,45
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	<b>642</b>	724	<b>1 298</b>	1 475
Coûts non liés à la production <sup>3)</sup>	<b>(14)</b>	(53)	<b>(20)</b>	(111)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire <sup>4)</sup>	<b>(3)</b>	(6)	<b>(11)</b>	(10)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>2)</sup>	<b>625</b>	665	<b>1 267</b>	1 354
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	<b>171,1</b>	171,5	<b>184,5</b>	180,7
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>2)</sup> (\$/b)	<b>40,15</b>	42,60	<b>37,75</b>	41,35

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 deuxième trimestre et du premier semestre de 2024, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (51) M\$ et de (116) M\$, respectivement. Au cours du deuxième trimestre et du premier semestre de 2023, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (54) M\$ et de (105) 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 rapport de gestion.
- 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<sup>1)</sup> du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 28,45 \$ au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 29,10 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de production, à la baisse des charges d'exploitation et des coûts liés aux travaux de maintenance attribuable aux importants travaux de révision planifiés exécutés au cours du trimestre à l'étude, à la réduction des effectifs et à la baisse des prix du gaz naturel, facteurs partiellement contrebalancés par la plus grande proportion de la charge d'alimentation qui a été transférée depuis les installations de Fort Hills et de Syncrude et par la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire qui a résulté de la baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril<sup>1)</sup> de Fort Hills ont diminué pour s'établir à 30,60 \$ au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 31,40 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse des volumes de production en valeur absolue et de la baisse des prix du gaz naturel et des coûts des autres marchandises, en partie contrebalancées par la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire qui a résulté de la baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril<sup>1)</sup> de Syncrude ont diminué pour s'établir à 40,15 \$ au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 42,60 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du déplacement de tonnage contractuel, de la réduction des effectifs et de la baisse des prix du gaz naturel.

#### Résultats du premier semestre de 2024

Le bénéfice avant impôt sur le résultat du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 3,163 G\$ au premier semestre de 2024, en comparaison de 2,744 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat du premier semestre de 2024 tient compte d'un profit latent de 53 M\$ sur les activités de gestion des risques, comparativement à une perte latente de 27 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le résultat d'exploitation ajusté du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 3,110 G\$ au premier semestre de 2024, comparativement à 2,771 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation des volumes et la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancées par la hausse des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 5,551 G\$ au premier semestre de 2024, en comparaison de 5,145 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 27,65 \$ au premier semestre de 2024, comparativement à 29,35 \$ en moyenne au premier semestre de 2023, ce qui s'explique principalement par l'augmentation des volumes de production, par la diminution des charges d'exploitation et des coûts liés aux travaux de maintenance, par la réduction des effectifs et par la baisse des prix du gaz naturel, facteurs partiellement contrebalancés par la plus grande proportion de bitume des installations de Fort Hills et de Syncrude qui a été acheminée 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 baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills ont diminué pour s'établir à 31,75 \$ au premier semestre de 2024, contre 35,45 \$ au premier semestre de 2023, en raison principalement des volumes de production accrus en valeur absolue, partiellement contrebalancés par la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire qui a résulté de la baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué pour s'établir à 37,75 \$ au premier semestre de 2024, en comparaison de 41,35 \$ au premier semestre de 2023, en raison principalement du déplacement de tonnage contractuel, de la réduction des effectifs et de la hausse des volumes de production.

#### Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance planifiés annuels sont prévus à l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2024. Ces travaux devraient être achevés au quatrième trimestre de 2024. De plus, des

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

travaux de maintenance planifiés sont prévus à Mackay River au troisième 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 2 février 2023, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 712 M\$, ce qui a porté sa participation directe dans Fort Hills à 68,76 % au premier trimestre de 2023.

Le 20 novembre 2023, Suncor a mené à terme l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd., 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.

## Exploration et production

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Produits d'exploitation <sup>1)</sup>	<b>673</b>	813	<b>1 438</b>	1 547
Moins les redevances <sup>1)</sup>	<b>(124)</b>	(116)	<b>(266)</b>	(202)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	<b>549</b>	697	<b>1 172</b>	1 345
Bénéfice avant impôt sur le résultat	<b>196</b>	956	<b>470</b>	1 331
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit sur cession importante	—	(607)	—	(607)
Résultat d'exploitation ajusté <sup>2)</sup>	<b>196</b>	349	<b>470</b>	724
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>2)</sup>	<b>398</b>	521	<b>865</b>	1 012
Flux de trésorerie disponibles <sup>2)</sup>	<b>169</b>	339	<b>494</b>	692

1) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable. 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 consolidés de la Société. Les produits du deuxième trimestre de 2024 tiennent compte d'une majoration de 179 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 89 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 90 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier semestre de 2024 tiennent compte d'une majoration de 298 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 151 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 147 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du deuxième trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 108 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 48 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 60 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier semestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 175 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 83 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 92 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

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

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 196 M\$ pour le deuxième trimestre de 2024, en baisse comparativement à celui de 349 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse des volumes de ventes du secteur E&P International qui a découlé de la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni au deuxième trimestre de 2023, en partie contrebalancée par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut.

### Volumes

(kb/j)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
E&P Canada	<b>49,0</b>	45,9	<b>47,9</b>	46,3
E&P International	<b>5,6</b>	16,9	<b>4,6</b>	18,6
Production totale	<b>54,6</b>	62,8	<b>52,5</b>	64,9
Total des volumes de ventes	<b>46,8</b>	71,6	<b>55,0</b>	70,2

La production du secteur E&P s'est établie à 54 600 b/j au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 62 800 b/j 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, par l'absence de production provenant de White Rose et par le fléchissement de la production à Hebron, partiellement contrebalancés par l'ajout de la production de Terra Nova.

Les volumes de ventes totaux du secteur E&P se sont établis à 46 800 b/j au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 71 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient essentiellement aux mêmes facteurs que ceux ayant influé sur les volumes de production ainsi qu'à une accumulation de stocks pour le secteur E&P Canada au cours du deuxième trimestre de 2024 comparativement à un prélèvement sur les stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du calendrier des ventes acheminées par navire.

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

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (\$/b)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
E&P Canada	<b>111,39</b>	105,81	<b>109,50</b>	103,63
E&P International <sup>2)</sup>	—	102,44	—	109,01

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 deuxième trimestre de 2024 ont été plus élevés que ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la hausse des cours de référence du pétrole brut Brent.

### Redevances

Pour le deuxième trimestre de 2024, les redevances du secteur E&P, 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 du calendrier des ventes à Hibernia.

### Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du deuxième trimestre de 2024 ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la baisse des volumes de ventes et par la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni, facteurs partiellement contrebalancés par le redémarrage de la production à Terra Nova.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection au deuxième trimestre de 2024 a augmenté par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du redémarrage de la production à Terra Nova, en partie contrebalancé par la baisse des volumes de ventes.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres au deuxième trimestre de 2024 a été semblable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

### Résultats du premier semestre de 2024

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 470 M\$ au premier semestre de 2024, comparativement à 1,331 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat du premier semestre de 2023 tient compte d'un profit de 607 M\$ découlant de la vente du portefeuille d'actifs au Royaume-Uni de la Société, qui a été finalisée au cours du deuxième trimestre de 2023.

Le résultat d'exploitation ajusté du secteur E&P s'est chiffré à 470 M\$ au premier semestre de 2024, comparativement à 724 M\$ au premier semestre de 2023. Cette baisse s'explique principalement par la diminution des volumes de ventes, partiellement contrebalancée par la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du secteur E&P pour le premier semestre de 2024 se sont établis à 865 M\$, contre 1,012 G\$ pour le premier semestre de 2023, en raison des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

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

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance planifiés d'envergure pour le secteur E&P au troisième trimestre de 2024.

### Transaction sur actifs

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a finalisé la vente de son portefeuille du secteur E&P au Royaume-Uni pour un produit brut de 1,1 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit sur la vente de 607 M\$ (607 M\$ après impôt).

## Raffinage et commercialisation

### Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Produits d'exploitation	<b>8 057</b>	7 272	<b>15 670</b>	14 445
Bénéfice avant impôt sur le résultat	<b>593</b>	518	<b>1 707</b>	1 511
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Profit latent sur les activités de gestion des risques	<b>(5)</b>	(24)	<b>(1)</b>	(19)
Résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup>	<b>588</b>	494	<b>1 706</b>	1 492
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	<b>893</b>	781	<b>2 199</b>	1 975
Flux de trésorerie disponibles <sup>1)</sup>	<b>518</b>	404	<b>1 656</b>	1 473

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

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 588 M\$ pour le deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 494 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse du résultat d'exploitation ajusté tient principalement à la production et aux ventes accrues des raffineries et à la comptabilisation d'un profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au deuxième trimestre de 2024, comparativement à une perte au trimestre correspondant de l'exercice précédent, partiellement contrebalancées par la diminution des marges de craquage de référence.

### Volumes

	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	<b>169,8</b>	212,3	<b>193,2</b>	208,1
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>260,7</b>	182,1	<b>249,7</b>	173,0
Total	<b>430,5</b>	394,4	<b>442,9</b>	381,1
Taux d'utilisation des raffineries <sup>1)</sup> (%)				
Est de l'Amérique du Nord	<b>76</b>	96	<b>87</b>	94
Ouest de l'Amérique du Nord	<b>107</b>	75	<b>102</b>	71
Total	<b>92</b>	85	<b>95</b>	82
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	<b>252,9</b>	220,1	<b>248,2</b>	214,3
Distillat	<b>257,0</b>	244,4	<b>258,5</b>	238,6
Autres	<b>84,8</b>	82,5	<b>81,1</b>	78,1
Total	<b>594,7</b>	547,0	<b>587,8</b>	531,0
Production des raffineries <sup>2)</sup> (kb)	<b>41 669</b>	38 214	<b>85 743</b>	73 797
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») <sup>3)</sup> (\$/b)	<b>37,65</b>	38,10	<b>42,30</b>	46,45
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») <sup>3)</sup> (\$/b)	<b>36,35</b>	41,10	<b>41,20</b>	49,80
Charges d'exploitation de raffinage <sup>3)</sup> (\$/b)	<b>6,95</b>	7,95	<b>7,05</b>	8,05

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 rapport de gestion.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a augmenté pour s'établir à 430 500 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 92 % au deuxième trimestre de 2024, contre 394 400 b/j et 85 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les taux d'utilisation élevés dans l'ensemble des raffineries en dehors des périodes d'exécution de travaux de révision planifiés au cours du trimestre à l'étude, y compris le nouveau record trimestriel d'utilisation de 108 % à la raffinerie de la Société à Edmonton, et par l'amélioration de la fiabilité de la raffinerie de Commerce City de la Société par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. À la suite de l'achèvement des travaux de révision planifiés, les raffineries de la Société ont terminé le trimestre en force, affichant un taux d'utilisation moyen supérieur à 100 % en juin et en juillet.

Les ventes de produits raffinés au deuxième trimestre de 2024 ont atteint un niveau trimestriel record de 594 700 b/j, en comparaison de 547 000 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par les avantages qu'a tirés la Société de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation au cours du trimestre à l'étude, ainsi que par l'incidence qu'avaient eue, au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les activités de redémarrage à la raffinerie de Commerce City de la Société.

### Marges brutes de raffinage et de commercialisation <sup>1)</sup>

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

- Calculées selon la méthode DEPS <sup>2)</sup>, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué pour s'établir à 36,35 \$/b au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 41,10 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la diminution des marges de craquage de référence conjuguée à des écarts liés à l'emplacement plus faibles associés aux marchés régionaux de la Société, facteurs partiellement compensés par une gamme de pétrole brut favorable. Calculées selon la méthode DEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor représentent 99 % des marges réalisées pour le deuxième trimestre de 2024 comparativement à l'indice 5-2-2-1 de Suncor, ce qui s'explique essentiellement par les ventes record de produits raffinés.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 37,65 \$/b au deuxième trimestre de 2024, en baisse comparativement à celles de 38,10 \$/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 deuxième trimestre de 2024, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS <sup>2)</sup>, s'est traduite par un profit de 53 M\$. Au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'évaluation selon la méthode PEPS avait donné lieu à une perte de 116 M\$, ce qui représente une incidence favorable de 169 M\$ d'un trimestre à l'autre.

### Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du deuxième trimestre de 2024 sont comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril <sup>1)</sup> se sont établies à 6,95 \$ au deuxième trimestre de 2024, comparativement à 7,95 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'accroissement de la production des raffineries et de la diminution des coûts des intrants des marchandises.

### Résultats du premier semestre de 2024

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 1,707 G\$ au premier semestre de 2024, comparativement à 1,511 G\$ pour le semestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat du premier semestre de 2024 tient compte d'un profit latent sur les activités de gestion des risques de 1 M\$, en comparaison d'un profit latent de 19 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le résultat d'exploitation ajusté du secteur R&C s'est établi à 1,706 G\$ au premier semestre de 2024, comparativement à 1,492 G\$ au premier semestre de 2023. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement de la production et par la

- 1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 2) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. 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 rapport de gestion.

comptabilisation d'un profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS pour la période à l'étude, comparativement à une perte pour la période correspondante de l'exercice précédent, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la diminution des marges de craquage de référence. Pour le premier semestre de 2024, l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, a eu une incidence positive de 93 M\$ sur le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés, comparativement à une incidence négative de 247 M\$ au premier semestre de 2023.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du secteur R&C pour le premier semestre de 2024 se sont chiffrés à 2,199 G\$, comparativement à 1,975 G\$ pour le premier semestre de 2023. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

### Travaux de maintenance planifiés

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance planifiés d'envergure pour le secteur R&C au cours du troisième trimestre de 2024.

## Siège social et éliminations

### Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Perte avant impôt sur le résultat	<b>(398)</b>	(390)	<b>(937)</b>	(521)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	<b>103</b>	(244)	<b>323</b>	(241)
Charge de restructuration		275		275
Profit sur cession importante	—	—		(302)
Perte d'exploitation ajustée <sup>1)</sup>	<b>(295)</b>	(359)	<b>(614)</b>	(789)
<i>Siège social</i>	<b>(206)</b>	(324)	<b>(402)</b>	(761)
<i>Éliminations – profit intersectoriel (éliminé) réalisé</i>	<b>(89)</b>	(35)	<b>(212)</b>	(28)
Fonds affectés à l'exploitation ajustés <sup>1)</sup>	<b>(221)</b>	(655)	<b>(619)</b>	(1 188)
Flux de trésorerie déficitaires <sup>1)</sup>	<b>(227)</b>	(666)	<b>(631)</b>	(1 212)

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

L'unité Siège social a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 206 M\$ au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 324 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la perte s'explique surtout par la charge de restructuration liée à la réduction des effectifs comptabilisée à l'exercice précédent, par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation au deuxième trimestre de 2024, comparativement à une perte pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi que par la diminution des dépenses affectées aux technologies numériques. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions au deuxième trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au deuxième trimestre de 2024, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 83 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 62 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 des produits raffinés obtenus au moyen d'achats intersectoriels ont été vendus à des tiers. Au deuxième trimestre de 2024, la Société a éliminé un profit intersectoriel de 89 M\$, en comparaison de 35 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le report du profit intersectoriel au deuxième trimestre de 2024 s'explique essentiellement par la hausse des cours de référence à la clôture du trimestre.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation ajustés de 221 M\$ au deuxième trimestre de 2024, en comparaison de 655 M\$ au deuxième trimestre de 2023, 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. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflètent également la charge de restructuration de 275 M\$ liée à la réduction des effectifs de la Société.

### Résultats du premier semestre de 2024

Pour le premier semestre de 2024, le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte avant impôt sur le résultat de 937 M\$, en comparaison de 521 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur la perte d'exploitation ajustée, la perte avant impôt sur le résultat inscrite pour le premier semestre de 2024 tient compte d'une perte de change latente de 323 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. La perte avant impôt sur le résultat inscrite par le secteur Siège social et éliminations pour la période correspondante de l'exercice précédent tient compte d'un profit de change latent de 241 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge de restructuration de 275 M\$ découlant de la réduction des effectifs de la Société comptabilisée au deuxième trimestre de 2023 et d'un profit de 302 M\$ sur la vente des actifs éoliens et solaires de la Société au premier trimestre de 2023.

Le secteur Siège social et Éliminations a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 614 M\$ pour le premier semestre de 2024, en comparaison de 789 M\$ pour le premier semestre de 2023. La diminution de la perte s'explique principalement par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation pour la période à l'étude, en comparaison d'une perte pour la période correspondante de l'exercice précédent, facteur en partie contrebalancé par un report plus important du profit intersectoriel et par l'augmentation de la rémunération fondée sur des actions et des charges liées aux avantages du personnel au premier semestre de 2024 par rapport au premier semestre de 2023.

Au premier semestre de 2024, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 157 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison de 120 M\$ au premier semestre de 2023.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation ajustés de 619 M\$ au premier semestre de 2024, en comparaison de 1,188 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur la perte d'exploitation ajustée, à l'exception de l'incidence de la rémunération fondée sur des actions.

## 4. Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Charge d'impôt exigible	<b>781</b>	549	<b>1 430</b>	1 287
Recouvrement d'impôt différé	<b>(166)</b>	(77)	<b>(205)</b>	(153)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le bénéfice net	<b>615</b>	472	<b>1 225</b>	1 134
Moins la charge (le recouvrement) d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	<b>7</b>	(40)	<b>(4)</b>	(2)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	<b>608</b>	512	<b>1 229</b>	1 136
Taux d'impôt effectif	<b>28,2 %</b>	20,1 %	<b>27,8 %</b>	22,4 %

La charge d'impôt sur le résultat a augmenté au deuxième trimestre par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation du bénéfice imposable. Au deuxième trimestre de 2024, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a augmenté comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait que les résultats du trimestre correspondant de l'exercice précédent tiennent compte d'un profit non imposable sur la cession du portefeuille de la Société au Royaume-Uni, de profits de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'autres éléments permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt.

La charge d'impôt sur le résultat a augmenté au premier semestre de 2024 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation du bénéfice imposable. Au premier semestre de 2024, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a augmenté comparativement à celui de la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait que les résultats de la période correspondante de l'exercice précédent tiennent compte d'un profit non imposable sur la cession du portefeuille de la Société au Royaume-Uni, de profits de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et 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				Semestres clos les			
	Maintien et maintenance <sup>1)</sup>	Investissements économiques <sup>2)</sup>	Total	Total	Maintien et maintenance <sup>1)</sup>	Investissements économiques <sup>2)</sup>	Total	Total
			30 juin 2024	30 juin 2023			30 juin 2024	30 juin 2023
<b>Sables pétrolifères</b>								
<i>Usine de base du secteur Sables pétrolifères</i>	<b>436</b>	<b>248</b>	<b>684</b>	457	<b>632</b>	<b>505</b>	<b>1 137</b>	759
<i>Activités in situ</i>	<b>28</b>	<b>99</b>	<b>127</b>	109	<b>43</b>	<b>203</b>	<b>246</b>	235
<i>Fort Hills</i>	<b>134</b>	<b>69</b>	<b>203</b>	96	<b>198</b>	<b>149</b>	<b>347</b>	186
<i>Syncrude</i>	<b>298</b>	<b>52</b>	<b>350</b>	328	<b>447</b>	<b>116</b>	<b>563</b>	568
E&P <sup>3)</sup>	—	<b>220</b>	<b>220</b>	174	—	<b>355</b>	<b>355</b>	306
R&C	<b>335</b>	<b>39</b>	<b>374</b>	376	<b>482</b>	<b>59</b>	<b>541</b>	501
Siège social et éliminations	<b>4</b>	<b>2</b>	<b>6</b>	11	<b>7</b>	<b>5</b>	<b>12</b>	24
	<b>1 235</b>	<b>729</b>	<b>1 964</b>	1 551	<b>1 809</b>	<b>1 392</b>	<b>3 201</b>	2 579
Intérêts sur la dette incorporés à l'actif			<b>83</b>	62			<b>157</b>	120
<b>Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection</b>			<b>2 047</b>	1 613			<b>3 358</b>	2 699

- 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, ainsi que de maintenir la capacité de traitement actuelle.
- 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 deuxième trimestre et le premier semestre de 2024, comparativement à 66 M\$ et à 108 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2023, respectivement.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,964 G\$ au cours du deuxième trimestre de 2024, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 1,551 G\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable aux dépenses accrues à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères en raison du calendrier des travaux de révision planifiés, aux investissements économiques affectés au remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 et à la nouvelle centrale de cogénération, ainsi qu'à l'ouverture de la deuxième mine North Pit et à l'achat de camions de transport à Fort Hills.

L'activité du deuxième trimestre de 2024 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 684 M\$ au deuxième trimestre de 2024 et ont été affectées principalement aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées aux travaux de révision planifiés, ainsi qu'à d'autres projets. Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques se rapportent principalement au remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1, au remplacement des chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération et à l'achat de camions de transport dotés d'un système de transport autonome.

Pour le deuxième trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 127 M\$ et ont été affectées principalement aux investissements économiques axés sur 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 deuxième trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 203 M\$ et ont été affectées principalement aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées à la mise en valeur, à la progression et à l'exécution de projets d'exploitation minière et de gestion des résidus miniers. Les investissements économiques ont visé essentiellement l'ouverture de la deuxième mine North Pit et à l'achat de camions de transport.

Pour le deuxième trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 350 M\$ et ont été affectées principalement aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées aux travaux de révision planifiés 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 deuxième trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 220 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, soit essentiellement le projet d'extension ouest de White Rose et le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs du NPSD SeaRose.

### **Raffinage et commercialisation**

Au deuxième trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 374 M\$, se rapportaient principalement au programme de révision planifiée de la Société.

### **Siège social et éliminations**

Au deuxième trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations du secteur Siège social et éliminations se sont établies à 6 M\$ et ont été affectées principalement aux investissements dans des projets liés à la technologie numérique.



## 6. Situation financière et situation de trésorerie

### Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les	
	2024	30 juin 2023
Rendement du capital investi (RCI) <sup>1),2),3)</sup> (%)	15,6	13,2
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1),4)</sup> (en nombre de fois)	0,6	0,8
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres <sup>1),4)</sup> (%)	20,4	25,2
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres <sup>1),4)</sup> (%)	16,9	21,5

- 1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 2) Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2024, 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 16,7 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2023, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022.
- 3) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- 4) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette et de la dette totale afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

### 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 2,374 G\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2024, en baisse comparativement à ceux de 2,464 G\$ inscrits au 31 mars 2024. La sortie de trésorerie enregistrée au deuxième trimestre de 2024 découle des dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, des rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »), du paiement de dividendes et d'une diminution de la dette à court terme, dont le montant a été supérieur aux flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de la Société.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 2,374 G\$ pour le semestre clos le 30 juin 2024, en hausse comparativement à ceux de 1,729 G\$ inscrits au 31 décembre 2023, en raison des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de la Société, dont le montant a été supérieur aux dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, du paiement de dividendes, des rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat et de la diminution de la dette à court terme.

Au 30 juin 2024, la trésorerie et les équivalents de trésorerie de la Société ne comprenaient aucun placement à court terme.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 5,304 G\$ au 30 juin 2024, comparativement à 4,957 G\$ au 31 décembre 2023. L'augmentation des facilités de crédit disponibles s'explique principalement par la diminution de la dette à court terme.

## Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement et de la liquidité demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue du contexte commercial. 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.

### 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 et ses obligations locatives soient d'au plus 65 % de sa dette totale et de ses obligations locatives majorées des capitaux propres. Au 30 juin 2024, le ratio dette totale et obligations locatives/dette totale et obligations locatives majorées des capitaux propres était de 25,9 % (26,3 % au 31 décembre 2023). 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 30 juin 2024	Semestre clos le 30 juin 2024
Dette totale <sup>1),2)</sup> à l'ouverture de la période	12 016	11 581
Augmentation de la dette à long terme	—	—
Diminution de la dette à court terme	(688)	(467)
Incidence du change sur la dette et autres	100	314
Dette totale <sup>1),2)</sup> au 30 juin 2024	11 428	11 428
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 30 juin 2024	2 374	2 374
Dette nette <sup>1),2)</sup> au 30 juin 2024	9 054	9 054

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

2) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette et de la dette totale afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

La dette totale de la Société a diminué au deuxième trimestre de 2024, en raison surtout de la diminution de la dette à court terme, en partie contrebalancée par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 mars 2024.

La dette totale de la Société a diminué au premier semestre de 2024, en raison surtout de la diminution de la dette à court terme, en partie contrebalancée par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2023.

Au 30 juin 2024, la dette nette de Suncor s'élevait à 9,054 G\$, contre 9,552 G\$ au 31 mars 2024 et 9,852 G\$ au 31 décembre 2023. La diminution de la dette nette est principalement attribuable à l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, en partie contrebalancée par les facteurs mentionnés ci-dessus.

## Actions ordinaires

(en milliers)	30 juin 2024
Actions ordinaires	1 275 829
Options sur actions ordinaires – exerçables	7 982
Options sur actions ordinaires – non exerçables	2 376

Au 1<sup>er</sup> août 2024, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 270 032 604 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 10 116 499. 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 premier trimestre de 2024, 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 26 février 2024 et le 1<sup>er</sup> août 2024, conformément à son offre publique de rachat, Suncor a racheté 24 489 250 actions ordinaires sur le marché libre, soit 1,9 % de ses actions ordinaires au 12 février 2024, pour 1,281 G\$, à un prix moyen pondéré de 52,32 \$ 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		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	<b>15 561</b>	16 804	<b>21 999</b>	36 740
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	<b>53,00</b>	40,71	<b>50,81</b>	42,41
Coût du rachat d'actions	<b>825</b>	684	<b>1 118</b>	1 558

## 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 2023, et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours du semestre clos le 30 juin 2024. 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 deuxième trimestre de 2024, la Société a accru ses engagements en raison de nouveaux contrats de location de camions de transport qui ont été conclus au cours du trimestre et dont les livraisons sont prévues au cours du prochain exercice.

## 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)	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022
<b>Production totale (kb/j)</b>								
Sables pétrolifères	<b>716,0</b>	785,0	757,4	646,1	679,1	675,1	688,1	646,0
Exploration et production	<b>54,6</b>	50,3	50,7	44,4	62,8	67,0	75,0	78,1
<b>Production en amont totale</b>	<b>770,6</b>	835,3	808,1	690,5	741,9	742,1	763,1	724,1
<b>Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)</b>	<b>430,5</b>	455,3	455,9	463,2	394,4	367,7	440,0	466,6
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>								
Produits bruts	<b>14 014</b>	13 305	13 589	13 911	12 434	12 272	14 754	15 869
Redevances	<b>(1 125)</b>	(924)	(779)	(1 262)	(715)	(358)	(834)	(925)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	<b>12 889</b>	12 381	12 810	12 649	11 719	11 914	13 920	14 944
Autres produits (pertes)	<b>151</b>	148	1 328	(13)	(3)	342	(65)	113
	<b>13 040</b>	12 529	14 138	12 636	11 716	12 256	13 855	15 057
<b>Bénéfice net (perte nette)</b>	<b>1 568</b>	1 610	2 820	1 544	1 879	2 052	2 741	(609)
Par action ordinaire - de base (en dollars)	<b>1,22</b>	1,25	2,18	1,19	1,44	1,54	2,03	(0,45)
<b>Résultat d'exploitation ajusté <sup>1)</sup></b>	<b>1 626</b>	1 817	1 635	1 980	1 253	1 809	2 432	2 565
Par action ordinaire <sup>2),3)</sup> (en dollars)	<b>1,27</b>	1,41	1,26	1,52	0,96	1,36	1,81	1,88
<b>Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>1)</sup></b>	<b>3 397</b>	3 169	4 034	3 634	2 655	3 002	4 189	4 473
Par action ordinaire <sup>2),3)</sup> (en dollars)	<b>2,65</b>	2,46	3,12	2,80	2,03	2,26	3,11	3,28
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>3 829</b>	2 787	4 318	4 184	2 803	1 039	3 924	4 449
Par action ordinaire <sup>3)</sup> (en dollars)	<b>2,98</b>	2,16	3,34	3,22	2,14	0,78	2,91	3,26
<b>Flux de trésorerie disponibles <sup>6)</sup></b>	<b>1 350</b>	1 858	2 482	2 057	1 042	1 916	2 887	3 094
Par action ordinaire <sup>3)</sup> (en dollars)	<b>1,05</b>	1,44	1,92	1,58	0,80	1,44	2,14	2,27
<b>RCI <sup>2),4)</sup> (% sur 12 mois)</b>	<b>15,6</b>	15,7	16,3	16,5	13,2	18,5	20,2	18,2
<b>RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur <sup>2),4)</sup> (% sur 12 mois)</b>	<b>15,6</b>	15,7	16,3	16,5	16,7	22,1	23,7	21,9
<b>Dettes nettes <sup>5),6)</sup></b>	<b>9 054</b>	9 552	9 852	9 837	11 170	12 439	10 627	11 674
<b>Information sur les actions ordinaires (en dollars)</b>								
Dividendes par action ordinaire <sup>3)</sup>	<b>0,55</b>	0,55	0,55	0,52	0,52	0,52	0,52	0,47
<b>Cours à la clôture des négociations</b>								
Bourse de Toronto (\$ CA)	<b>52,15</b>	49,99	42,45	46,71	38,86	41,96	42,95	38,90
Bourse de New York (\$ US)	<b>38,10</b>	36,91	32,04	34,38	29,32	31,05	31,73	28,15

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion. 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](http://www.sedarplus.ca).

- 2) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion. 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](http://www.sedarplus.ca).
- 3) De base par action.
- 4) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- 5) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- 6) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Les mesures hors PCGR incluses dans la dette nette et les flux de trésorerie disponibles 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](http://www.sedarplus.ca).

## Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	<b>80,55</b>	76,95	78,35	82,20	73,75	76,10	82,65	91,65
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	<b>84,90</b>	83,25	84,05	86,70	78,35	81,25	88,65	100,95
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	<b>12,05</b>	14,10	12,55	11,15	14,75	18,40	17,70	17,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	<b>105,25</b>	92,20	99,70	107,80	95,10	99,05	110,05	116,85
WCS à Hardisty	\$ US/b	<b>67,00</b>	57,60	56,45	69,30	58,70	51,35	57,00	71,75
Écart léger/lourd brut entre le WTI et le WCS	\$ US/b	<b>(13,55)</b>	(19,35)	(21,90)	(12,90)	(15,05)	(24,75)	(25,65)	(19,90)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	<b>2,80</b>	(7,40)	0,30	2,80	2,90	2,10	4,15	8,80
Condensat à Edmonton	\$ US/b	<b>77,15</b>	72,80	76,25	77,90	72,35	79,85	83,40	87,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/Gj	<b>1,10</b>	2,20	2,15	2,50	2,35	3,05	4,90	4,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	<b>45,15</b>	99,30	81,60	151,60	159,80	142,00	213,95	221,40
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>24,75</b>	27,05	28,60	39,95	32,30	36,70	52,75	46,70
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>18,85</b>	19,80	17,10	27,45	28,60	31,55	39,20	43,30
Portland, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>29,30</b>	26,85	29,35	55,90	37,30	37,40	50,70	57,30
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 <sup>1)</sup>	\$ US/b	<b>22,10</b>	27,95	23,00	39,10	29,15	37,65	40,20	41,85
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	<b>3,40</b>	3,70	4,75	7,45	7,70	8,20	8,55	8,10
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor <sup>2)</sup>	\$ US/b	<b>26,70</b>	35,95	33,45	36,00	34,20	42,80	51,90	45,45
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	<b>0,73</b>	0,74	0,73	0,75	0,74	0,74	0,74	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	<b>0,73</b>	0,74	0,76	0,74	0,76	0,74	0,74	0,73

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 2023 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 2023 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2023.

### 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 2023 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2023.

### 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 2023, à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et du semestre clos le 30 juin 2024 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2023.

### Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 juin 2024, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. De plus, au 30 juin 2024, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 juin 2024, aucun autre changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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

### Prévisions de la Société

Aucune modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de Suncor pour 2024 annoncées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 5 décembre 2023), qui sont également accessibles en ligne au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca).

## 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 rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, la dette nette, le total de la dette, la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril connexes ou les données qui contiennent de telles mesures, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité, le cas échéant, et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

### Résultat d'exploitation ajusté

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

### Analyses comparatives du résultat d'exploitation ajusté

Dans le présent rapport de gestion, 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 rapport de gestion, 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 des activités de la Société en Libye, qui sont exemptes de redevances, et 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 des activités de la Société en 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 30 juin (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2024	2023
<b>Ajustements du résultat net</b>			
Bénéfice net		7 542	6 063
Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		344	269
Charges d'intérêts nettes		356	440
Résultat net ajusté <sup>1)</sup>	A	8 242	6 772
<b>Capital investi – début de la période de 12 mois</b>			
Dette nette <sup>2),4)</sup>		11 170	12 791
Capitaux propres		40 819	39 765
		51 989	52 556
<b>Capital investi – fin de la période de 12 mois</b>			
Dette nette <sup>2),4)</sup>		9 054	11 170
Capitaux propres		44 501	40 819
		53 555	51 989
Capital moyen investi	B	52 962	51 183
RCI <sup>3),5)</sup> (%)	A/B	15,6	13,2

- 1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 848 M\$ pour la période de 12 mois close le 30 juin 2024 et à 862 M\$ pour la période de 12 mois close le 30 juin 2023.
- 2) La dette nette est une mesure financière hors PCGR.
- 3) Pour la période de 12 mois close le 30 juin 2024, 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 16,7 % pour la période de 12 mois close le 30 juin 2023, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022.
- 4) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- 5) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

## 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](http://www.sedarplus.ca).

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	1 792	1 267	196	956	593	518	(398)	(390)	—	—	2 183	2 351
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 235	1 183	184	142	236	224	29	28	—	—	1 684	1 577
Charge de désactualisation	129	115	17	18	3	1	—	—	—	—	149	134
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	103	(244)	—	—	103	(244)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(42)	18	15	12	41	16	—	—	—	—	14	46
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	—	—	(607)	—	(7)	1	(18)	—	—	1	(632)
Rémunération fondée sur des actions	43	23	3	1	20	8	32	(13)	—	—	98	19
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(85)	(65)	(18)	(2)	(9)	(5)	—	—	—	—	(112)	(72)
Autres	36	16	1	1	9	26	12	(18)	—	—	58	25
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(781)	(549)	(781)	(549)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	3 108	2 557	398	521	893	781	(221)	(655)	(781)	(549)	3 397	2 655
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											432	148
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											3 829	2 803

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	<b>3 163</b>	2 744	<b>470</b>	1 331	<b>1 707</b>	1 511	<b>(937)</b>	(521)	—	—	<b>4 403</b>	5 065
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	<b>2 420</b>	2 321	<b>354</b>	269	<b>480</b>	444	<b>58</b>	59	—	—	<b>3 312</b>	3 093
Charge de désactualisation	<b>255</b>	229	<b>33</b>	35	<b>6</b>	3	—	—	—	—	<b>294</b>	267
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	<b>323</b>	(241)	—	—	<b>323</b>	(241)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	<b>(40)</b>	45	<b>18</b>	(13)	<b>66</b>	44	—	—	—	—	<b>44</b>	76
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	(608)	—	(18)	<b>(2)</b>	(320)	—	—	<b>(2)</b>	(946)
Rémunération fondée sur des actions	<b>(128)</b>	(37)	<b>6</b>	2	<b>(58)</b>	(19)	<b>(96)</b>	(130)	—	—	<b>(276)</b>	(184)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	<b>(197)</b>	(189)	<b>(20)</b>	(4)	<b>(18)</b>	(12)	—	—	—	—	<b>(235)</b>	(205)
Autres	<b>78</b>	32	<b>4</b>	—	<b>16</b>	22	<b>35</b>	(35)	—	—	<b>133</b>	19
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	<b>(1 430)</b>	(1 287)	<b>(1 430)</b>	(1 287)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	<b>5 551</b>	5 145	<b>865</b>	1 012	<b>2 199</b>	1 975	<b>(619)</b>	(1 188)	<b>(1 430)</b>	(1 287)	<b>6 566</b>	5 657
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											<b>50</b>	(1 815)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											<b>6 616</b>	3 842

## 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 rendements pour les actionnaires et à financer ses investissements de croissance.

Trimestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	<b>3 108</b>	2 557	<b>398</b>	521	<b>893</b>	781	<b>(221)</b>	(655)	<b>(781)</b>	(549)	<b>3 397</b>	2 655
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif <sup>1)</sup>	<b>(1 437)</b>	(1 043)	<b>(229)</b>	(182)	<b>(375)</b>	(377)	<b>(6)</b>	(11)	—	—	<b>(2 047)</b>	(1 613)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	<b>1 671</b>	1 514	<b>169</b>	339	<b>518</b>	404	<b>(227)</b>	(666)	<b>(781)</b>	(549)	<b>1 350</b>	1 042

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	5 551	5 145	865	1 012	2 199	1 975	(619)	(1 188)	(1 430)	(1 287)	6 566	5 657
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif <sup>1)</sup>	(2 432)	(1 853)	(371)	(320)	(543)	(502)	(12)	(24)	—	—	(3 358)	(2 699)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	3 119	3 292	494	692	1 656	1 473	(631)	(1 212)	(1 430)	(1 287)	3 208	2 958

1) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2024, comparativement à 66 M\$ et 108 M\$ pour le deuxième trimestre et le premier semestre de 2023, respectivement.

## 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 rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
<b>Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation</b>				
Produits d'exploitation	<b>8 057</b>	7 272	<b>15 670</b>	14 445
Achats de pétrole brut et de produits	<b>(6 519)</b>	(5 797)	<b>(12 107)</b>	(11 151)
	<b>1 538</b>	1 475	<b>3 563</b>	3 294
Autres produits	<b>43</b>	13	<b>117</b>	169
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation	<b>(13)</b>	(33)	<b>(55)</b>	(35)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	<b>1 568</b>	1 455	<b>3 625</b>	3 428
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	<b>41 669</b>	38 214	<b>85 743</b>	73 797
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	<b>37,65</b>	38,10	<b>42,30</b>	46,45
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	<b>(53)</b>	116	<b>(93)</b>	247
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	<b>1 515</b>	1 571	<b>3 532</b>	3 675
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	<b>36,35</b>	41,10	<b>41,20</b>	49,80
<b>Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage</b>				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	<b>603</b>	604	<b>1 221</b>	1 254
Coûts non liés au raffinage	<b>(313)</b>	(300)	<b>(616)</b>	(660)
Charges d'exploitation de raffinage	<b>290</b>	304	<b>605</b>	594
Production des raffineries <sup>1)</sup> (kb)	<b>41 669</b>	38 214	<b>85 743</b>	73 797
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	<b>6,95</b>	7,95	<b>7,05</b>	8,05

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 et

de la dette 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)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Dettes à court terme	38	494
Tranche courante de la dette à long terme	—	—
Dettes à long terme	11 390	11 087
Dettes totale <sup>1)</sup>	11 428	11 581
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 374	1 729
Dettes nette <sup>1)</sup>	9 054	9 852
Capitaux propres	44 501	43 279
Dettes totale majorée des capitaux propres	55 929	54 860
Ratio dette totale/dettes totale majorée des capitaux propres <sup>1)</sup> (%)	20,4	21,1
Ratio dette nette/dettes nette majorée des capitaux propres <sup>1)</sup> (%)	16,9	18,5

1) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette et de la dette totale afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

## 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

Trimestres clos les	30 juin 2024				30 juin 2023			
	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
(en millions de dollars, sauf indication contraire)								
Produits d'exploitation	2 818	4 614	7 432	7 432	1 446	4 732	6 178	6 178
Autres produits (pertes)	60	12	72	72	26	(31)	(5)	(5)
Achats de pétrole brut et de produits	(651)	(45)	(696)	(696)	(327)	(34)	(361)	(361)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>1)</sup>	(43)	(30)	(73)		15	(52)	(37)	
Montant brut réalisé	2 184	4 551	6 735		1 160	4 615	5 775	
Frais de transport et de distribution	(139)	(153)	(292)	(292)	(119)	(176)	(295)	(295)
Prix obtenu	2 045	4 398	6 443		1 041	4 439	5 480	
Volumes de ventes (kb)	24 811	41 296	66 107		14 887	46 550	61 437	
Prix obtenu par baril	82,46	106,49	97,48		69,91	95,36	89,19	

Semestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2024				30 juin 2023			
	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	4 880	9 474	14 354	14 354	2 681	9 564	12 245	12 245
Autres produits (pertes)	119	8	127	127	150	(40)	110	110
Achats de pétrole brut et de produits	(1 208)	(117)	(1 325)	(1 325)	(664)	(105)	(769)	(769)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>1)</sup>	(65)	(124)	(189)		(90)	(160)	(250)	
Montant brut réalisé	3 726	9 241	12 967		2 077	9 259	11 336	
Frais de transport et de distribution	(297)	(287)	(584)	(584)	(228)	(337)	(565)	(565)
Prix obtenu	3 429	8 954	12 383		1 849	8 922	10 771	
Volumes de ventes (kb)	46 091	91 373	137 464		30 555	91 911	122 466	
Prix obtenu par baril	74,37	98,03	90,09		60,47	97,08	87,95	

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

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2024				30 juin 2023			
	International	E&P Canada	Autres <sup>1),2)</sup>	Secteur E&P	International	E&P Canada	Autres <sup>1),2)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	437	236	673	122	549	142	813
Frais de transport et de distribution	—	(21)	(3)	(24)	(4)	(13)	(4)	(21)
Prix obtenu	—	416	233		118	536	138	
Volumes de ventes (kb)	—	3 748			1 155	5 065		
Prix obtenu par baril	—	111,39			102,44	105,81		

Semestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 juin 2024				30 juin 2023			
	International	E&P Canada	Autres <sup>1),2)</sup>	Secteur E&P	International	E&P Canada	Autres <sup>1),2)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	1 046	392	1 438	306	1 007	234	1 547
Frais de transport et de distribution	—	(44)	(5)	(49)	(9)	(27)	(6)	(42)
Prix obtenu	—	1 002	387		297	980	228	
Volumes de ventes (kb)	—	9 180			2 729	9 454		
Prix obtenu par baril	—	109,50			109,01	103,63		

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. 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 consolidés de la Société. Les produits du deuxième trimestre de 2024 tiennent compte d'une majoration de 179 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 89 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 90 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier semestre de 2024 tiennent compte d'une majoration de 298 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 151 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 147 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du deuxième trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 108 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 48 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 60 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier semestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 175 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 83 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 92 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

GJ            gigajoules

MW           mégawatts

MWh          mégawattheure

### Lieux et devises

É.-U.        États-Unis

R.-U.        Royaume-Uni

\$ ou \$ CA    Dollars canadiens

\$ US         Dollars américains

### Contexte financier et commercial

T2            Trimestre clos le 30 juin

WTI          West Texas Intermediate

WCS          Western Canadian Select

SYN          Cours de référence du pétrole brut synthétique

MSW         Mélange non corrosif mixte



## 11. Mises en garde

### Énoncés prospectifs

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

- la stratégie, les objectifs et les priorités de Suncor, ainsi que les avantages qui devraient en découler;*
- 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 maintenance planifiés à MacKay River seront achevés au cours du troisième trimestre de 2024 et que les importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolières débiteront au troisième trimestre de 2024 et seront achevés au quatrième 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;*
- l'attente de Suncor selon laquelle des camions de transport supplémentaires seront livrés au cours du prochain exercice en raison de nouveaux contrats de location de camions de transport;*
- 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 pétrolières, 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 rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2023, la notice annuelle de 2023 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.*

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

# États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>				
Produits bruts (note 4)	14 014	12 434	27 319	24 706
Moins les redevances	(1 125)	(715)	(2 049)	(1 073)
Autres produits (pertes) (note 5)	151	(3)	299	339
	13 040	11 716	25 569	23 972
<b>Charges</b>				
Achats de pétrole brut et de produits	5 162	4 377	9 520	8 446
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 153	3 440	6 593	6 864
Frais de transport et de distribution	438	441	848	832
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 684	1 577	3 312	3 093
Prospection	15	7	74	49
Perte (profit) à la cession d'actifs (note 11)	1	(632)	(2)	(946)
Charges financières (note 7)	404	155	821	569
	10 857	9 365	21 166	18 907
<b>Bénéfice avant impôt</b>	<b>2 183</b>	<b>2 351</b>	<b>4 403</b>	<b>5 065</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat</b>				
Exigible	781	549	1 430	1 287
Différé	(166)	(77)	(205)	(153)
	615	472	1 225	1 134
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 568</b>	<b>1 879</b>	<b>3 178</b>	<b>3 931</b>
<b>Autres éléments du résultat global</b>				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	11	30	(5)	82
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Gain actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 13)	91	(17)	490	25
<b>Autres éléments du résultat global</b>	<b>102</b>	<b>13</b>	<b>485</b>	<b>107</b>
<b>Total du résultat global</b>	<b>1 670</b>	<b>1 892</b>	<b>3 663</b>	<b>4 038</b>
<b>Par action ordinaire (en dollars) (note 8)</b>				
Bénéfice net – de base	1,22	1,44	2,47	2,98
Bénéfice net – dilué	1,22	1,43	2,47	2,98
Dividendes en trésorerie	0,55	0,52	1,10	1,04

Se reporter aux notes annexes.

# États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	30 juin 2024	31 décembre 2023
<b>Actif</b>		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 374	1 729
Créances	6 749	5 735
Stocks	5 530	5 365
Impôt sur le résultat à recevoir	667	980
Total de l'actif courant	15 320	13 809
Immobilisations corporelles, montant net	67 710	67 650
Prospection et évaluation	1 742	1 758
Autres actifs	2 009	1 710
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 498	3 528
Impôt sur le résultat différé	109	84
Total de l'actif	90 388	88 539
<b>Passif et capitaux propres</b>		
Passif courant		
Dettes à court terme	38	494
Tranche courante des obligations locatives à long terme	435	348
Dettes fournisseurs et charges à payer	9 121	7 731
Tranche courante des provisions	904	983
Impôt à payer	19	41
Total du passif courant	10 517	9 597
Dettes à long terme	11 390	11 087
Obligations locatives à long terme	3 703	3 478
Autres passifs à long terme	1 224	1 488
Provisions (note 12)	11 068	11 610
Impôt sur le résultat différé	7 985	8 000
Capitaux propres	44 501	43 279
Total du passif et des capitaux propres	90 388	88 539

Se reporter aux notes annexes.

# Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

	Trimestres clos les 30 juin		Semestres clos les 30 juin	
(en millions de dollars)	2024	2023	2024	2023
<b>Activités d'exploitation</b>				
Bénéfice net	1 568	1 879	3 178	3 931
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 684	1 577	3 312	3 093
Recouvrement d'impôt différé	(166)	(77)	(205)	(153)
Charge de désactualisation (note 7)	149	134	294	267
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains (note 7)	103	(244)	323	(241)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	14	46	44	76
Perte (profit) à la cession d'actifs (note 11)	1	(632)	(2)	(946)
Rémunération fondée sur des actions	98	19	(276)	(184)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(112)	(72)	(235)	(205)
Autres	58	25	133	19
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	432	148	50	(1 815)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 829	2 803	6 616	3 842
<b>Activités d'investissement</b>				
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(2 047)	(1 613)	(3 358)	(2 699)
Dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	(66)	—	(108)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 11)	—	—	—	(712)
Produit de la cession d'actifs (note 11)	15	1 092	23	1 829
Autres placements	(2)	(28)	(3)	(47)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	246	348	215	229
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 788)	(267)	(3 123)	(1 508)
<b>Activités de financement</b>				
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme	(688)	446	(467)	1 408
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	(5)
Paievements au titre des obligations locatives	(107)	(82)	(205)	(164)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	177	20	307	56
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(825)	(684)	(1 118)	(1 558)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(4)	(4)	(8)	(8)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(698)	(679)	(1 400)	(1 369)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(2 145)	(983)	(2 891)	(1 640)
<b>(Diminution) augmentation de la trésorerie et équivalents de trésorerie</b>				
	(104)	1 553	602	694
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie	14	(71)	43	(64)
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à l'ouverture de la période	2 464	1 128	1 729	1 980
<b>Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la clôture de la période</b>	<b>2 374</b>	<b>2 610</b>	<b>2 374</b>	<b>2 610</b>
<b>Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie</b>				
Intérêts payés	316	303	452	462
Impôt sur le résultat payé	959	645	984	1 876

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 2022	22 257	571	974	15 565	39 367	1 337 471
Bénéfice net	—	—	—	3 931	3 931	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	82	—	82	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 9 \$	—	—	—	25	25	—
Total du résultat global	—	—	82	3 956	4 038	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	56	—	—	—	56	1 386
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(615)	—	—	(943)	(1 558)	(36 740)
Variation du passif au titre des engagements de rachat d'actions	104	—	—	172	276	—
Rémunération fondée sur des actions	—	9	—	—	9	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 369)	(1 369)	—
Au 30 juin 2023	21 802	580	1 056	17 381	40 819	1 302 117
Au 31 décembre 2023	21 661	569	1 048	20 001	43 279	1 290 100
Bénéfice net	—	—	—	3 178	3 178	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(5)	—	(5)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 155 \$ (note 13)	—	—	—	490	490	—
Total du résultat global	—	—	(5)	3 668	3 663	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	351	(48)	—	—	303	7 728
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation <sup>1)</sup> (note 9)	(372)	—	—	(761)	(1 133)	(21 999)
Variation du passif au titre des engagements de rachat d'actions (note 9)	(60)	—	—	(158)	(218)	—
Rémunération fondée sur des actions (note 6)	—	7	—	—	7	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(1 400)	(1 400)	—
<b>Au 30 juin 2024</b>	<b>21 580</b>	<b>528</b>	<b>1 043</b>	<b>21 350</b>	<b>44 501</b>	<b>1 275 829</b>

1) Comprend un impôt sur les rachats d'actions de 15 M\$ de dollars pour le semestre clos le 30 juin 2024.

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<sup>MC</sup> (comprenant la Transcanadienne électrique<sup>MC</sup>, 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 2023.

### 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 2023.

### 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 2023.

### 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. Nouvelles normes IFRS

### a) Adoption de nouvelles normes IFRS

En octobre 2022, l'IASB a publié *Passifs non courants assortis de clauses restrictives (modifications d'IAS 1)*. Les modifications rehaussent les informations qu'une entité doit fournir lorsque le droit de différer le règlement d'un passif pour au moins douze mois dépend du respect de clauses restrictives. La Société a adopté les modifications à la date de leur entrée en vigueur, le 1<sup>er</sup> janvier 2024, et la première application n'a eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés.

En septembre 2022, l'IASB a publié *Obligation locative découlant d'une cession-bail (modifications d'IFRS 16)*. Les modifications ajoutent des exigences relatives à l'évaluation des transactions de cession-bail. La Société a adopté les modifications à la date de leur entrée en vigueur, le 1<sup>er</sup> janvier 2024, et la première application n'a eu aucune incidence significative sur ses états financiers consolidés.

### b) Prises de position récentes en comptabilité

En avril 2024, l'IASB a publié l'IFRS 18, *Présentation et informations à fournir dans les états financiers*, qui remplacera l'IAS 1, *Présentation des états financiers*. La nouvelle norme établira une nouvelle structure pour les états consolidés du résultat global et



améliorera la comparabilité entre les entités et les périodes de présentation de l'information financière. L'IFRS 18 s'applique aux exercices ouverts à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2027. La norme sera appliquée de manière rétroactive, avec application de certaines dispositions transitoires. La société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 18 sur les états financiers consolidés.

## 4. 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 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	5 319	4 365	673	813	8 022	7 258	—	(2)	14 014	12 434
Produits intersectoriels	2 113	1 813	—	—	35	14	(2 148)	(1 827)	—	—
Moins les redevances	(1 001)	(599)	(124)	(116)	—	—	—	—	(1 125)	(715)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 431	5 579	549	697	8 057	7 272	(2 148)	(1 829)	12 889	11 719
Autres produits (pertes)	72	(5)	(5)	(22)	43	13	41	11	151	(3)
	6 503	5 574	544	675	8 100	7 285	(2 107)	(1 818)	13 040	11 716
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	696	361	—	—	6 519	5 797	(2 053)	(1 781)	5 162	4 377
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 278	2 299	120	143	603	604	152	394	3 153	3 440
Frais de transport et de distribution	292	295	24	21	132	135	(10)	(10)	438	441
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 235	1 183	184	142	236	224	29	28	1 684	1 577
Prospection	13	4	2	3	—	—	—	—	15	7
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	—	—	(607)	—	(7)	1	(18)	1	(632)
Charges financières (produits financiers)	197	165	18	17	17	14	172	(41)	404	155
	4 711	4 307	348	(281)	7 507	6 767	(1 709)	(1 428)	10 857	9 365
<b>Bénéfice (perte) avant impôt</b>	<b>1 792</b>	<b>1 267</b>	<b>196</b>	<b>956</b>	<b>593</b>	<b>518</b>	<b>(398)</b>	<b>(390)</b>	<b>2 183</b>	<b>2 351</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat</b>										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	781	549
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	(166)	(77)
	—	—	—	—	—	—	—	—	615	472
<b>Bénéfice net</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 568</b>	<b>1 879</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection <sup>1)</sup></b>	<b>1 437</b>	<b>1 043</b>	<b>229</b>	<b>182</b>	<b>375</b>	<b>377</b>	<b>6</b>	<b>11</b>	<b>2 047</b>	<b>1 613</b>

1) Exclut les dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 66 M\$ pour le trimestre clos le 30 juin 2023.

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
<b>Produits des activités ordinaires et autres produits</b>										
Produits bruts	10 257	8 749	1 438	1 547	15 625	14 414	(1)	(4)	27 319	24 706
Produits intersectoriels	4 097	3 496	—	—	45	31	(4 142)	(3 527)	—	—
Moins les redevances	(1 783)	(871)	(266)	(202)	—	—	—	—	(2 049)	(1 073)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 571	11 374	1 172	1 345	15 670	14 445	(4 143)	(3 531)	25 270	23 633
Autres produits	127	110	1	10	117	169	54	50	299	339
	12 698	11 484	1 173	1 355	15 787	14 614	(4 089)	(3 481)	25 569	23 972
<b>Charges</b>										
Achats de pétrole brut et de produits	1 325	769	—	—	12 107	11 151	(3 912)	(3 474)	9 520	8 446
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	4 760	4 720	261	276	1 221	1 254	351	614	6 593	6 864
Frais de transport et de distribution	584	565	49	42	235	244	(20)	(19)	848	832
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	2 420	2 321	354	269	480	444	58	59	3 312	3 093
Prospection	70	39	4	10	—	—	—	—	74	49
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	(608)	—	(18)	(2)	(320)	(2)	(946)
Charges financières	376	326	35	35	37	28	373	180	821	569
	9 535	8 740	703	24	14 080	13 103	(3 152)	(2 960)	21 166	18 907
<b>Bénéfice (perte) avant impôt</b>	<b>3 163</b>	<b>2 744</b>	<b>470</b>	<b>1 331</b>	<b>1 707</b>	<b>1 511</b>	<b>(937)</b>	<b>(521)</b>	<b>4 403</b>	<b>5 065</b>
<b>Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat</b>										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	1 430	1 287
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	(205)	(153)
	—	—	—	—	—	—	—	—	1 225	1 134
<b>Bénéfice net</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>3 178</b>	<b>3 931</b>
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection <sup>1)</sup></b>	<b>2 432</b>	<b>1 853</b>	<b>371</b>	<b>320</b>	<b>543</b>	<b>502</b>	<b>12</b>	<b>24</b>	<b>3 358</b>	<b>2 699</b>

1) Exclut les dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2023.

## 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 30 juin (en millions de dollars)	2024			2023		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
<b>Sables pétrolifères</b>						
Pétrole brut synthétique et diesel	4 614	—	4 614	4 732	—	4 732
Bitume	2 818	—	2 818	1 446	—	1 446
	7 432	—	7 432	6 178	—	6 178
<b>Exploration et production</b>						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	437	236	673	549	263	812
Gaz naturel	—	—	—	—	1	1
	437	236	673	549	264	813
<b>Raffinage et commercialisation</b>						
Essence	3 519	—	3 519	3 343	—	3 343
Distillat	3 813	—	3 813	3 223	—	3 223
Autres	725	—	725	706	—	706
	8 057	—	8 057	7 272	—	7 272
<b>Siège social et éliminations</b>						
	(2 148)	—	(2 148)	(1 829)	—	(1 829)
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>13 778</b>	<b>236</b>	<b>14 014</b>	<b>12 170</b>	<b>264</b>	<b>12 434</b>

Semestres clos les 30 juin (en millions de dollars)	2024			2023		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
<b>Sables pétrolifères</b>						
Pétrole brut synthétique et diesel	9 474	—	9 474	9 564	—	9 564
Bitume	4 880	—	4 880	2 681	—	2 681
	14 354	—	14 354	12 245	—	12 245
<b>Exploration et production</b>						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 046	392	1 438	1 007	534	1 541
Gaz naturel	—	—	—	—	6	6
	1 046	392	1 438	1 007	540	1 547
<b>Raffinage et commercialisation</b>						
Essence	6 509	—	6 509	6 161	—	6 161
Distillat	7 774	—	7 774	7 009	—	7 009
Autres	1 387	—	1 387	1 275	—	1 275
	15 670	—	15 670	14 445	—	14 445
<b>Siège social et éliminations</b>						
	(4 143)	—	(4 143)	(3 531)	—	(3 531)
<b>Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients</b>	<b>26 927</b>	<b>392</b>	<b>27 319</b>	<b>24 166</b>	<b>540</b>	<b>24 706</b>

## 5. Autres produits (pertes)

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Activités de négociation de l'énergie et de gestion des risques	<b>83</b>	(12)	<b>139</b>	267
Produit financier et produits d'intérêts	<b>68</b>	9	<b>107</b>	68
Produit d'assurance et autres	—	—	<b>53</b>	4
	<b>151</b>	(3)	<b>299</b>	339

## 6. 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		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	<b>4</b>	4	<b>7</b>	9
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	<b>124</b>	18	<b>280</b>	114
	<b>128</b>	22	<b>287</b>	123

## 7. Charges financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Intérêts sur la dette	<b>184</b>	191	<b>365</b>	388
Intérêts sur les obligations locatives	<b>69</b>	50	<b>125</b>	96
Intérêts incorporés à l'actif	<b>(83)</b>	(62)	<b>(157)</b>	(120)
Charges d'intérêts	<b>170</b>	179	<b>333</b>	364
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	<b>12</b>	13	<b>24</b>	25
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	<b>5</b>	(3)	<b>11</b>	3
Charge de désactualisation	<b>149</b>	134	<b>294</b>	267
Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains	<b>103</b>	(244)	<b>323</b>	(241)
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	<b>(35)</b>	76	<b>(164)</b>	151
	<b>404</b>	155	<b>821</b>	569

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 elle a réduit de 200 M\$ la taille de sa tranche de 3,0 G\$, pour la ramener à 2,8 G\$.

## 8. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Bénéfice net	<b>1 568</b>	1 879	<b>3 178</b>	3 931
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	<b>1 283</b>	1 309	<b>1 286</b>	1 319
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	<b>2</b>	1	<b>2</b>	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	<b>1 285</b>	1 310	<b>1 288</b>	1 321
(en dollars par action ordinaire)				
Bénéfice de base par action	<b>1,22</b>	1,44	<b>2,47</b>	2,98
Bénéfice dilué par action	<b>1,22</b>	1,43	<b>2,47</b>	2,98

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

Au cours du premier trimestre de 2024, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») afin de racheter des actions ordinaires de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis 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.

Un impôt sur le rachat d'actions a été quasi adopté au cours du deuxième trimestre de 2024, avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> janvier 2024, et la Société a appliqué prospectivement cet impôt à ses activités de rachat d'actions.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2024, la Société a racheté 15,6 millions d'actions ordinaires aux termes de la nouvelle offre publique de rachat de 2024 au prix moyen de 53,00 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 0,8 G\$, compte tenu de l'impôt. Au cours du semestre clos le 30 juin 2024, la Société a racheté 3,4 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat précédente de 2023 et 18,6 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat renouvelée de 2024, au prix moyen de 50,81 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 1,1 G\$, compte tenu de l'impôt.

Au cours du trimestre clos le 30 juin 2023, la Société a racheté 16,8 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat renouvelée de 2023 au prix moyen de 40,71 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 0,7 G\$. Au cours du semestre clos le 30 juin 2023, la Société a racheté 8,3 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat précédente de 2022 et 28,4 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat renouvelée de 2023 au prix moyen de 42,41 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 1,6 G\$.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Semestres clos les	
	2024	30 juin 2023	2024	30 juin 2023
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	<b>15 561</b>	16 804	<b>21 999</b>	36 740
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	<b>264</b>	281	<b>372</b>	615
Résultats non distribués <sup>1)</sup>	<b>576</b>	403	<b>761</b>	943
Coût des rachats d'actions	<b>840</b>	684	<b>1 133</b>	1 558

1) Comprend un impôt sur les rachats d'actions de 15 M\$ de dollars pour le trimestre et le semestre clos le 30 juin 2024.

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

(en millions de dollars)	30 juin 2024	31 décembre 2023
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	120	60
Résultats non distribués	248	90
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	368	150

## 10. Instruments financiers

### Instruments financiers dérivés

#### a) Instruments financiers dérivés non désignés

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion de l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises 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 2023	(20)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice	(46)
Règlements en trésorerie – montant versé (reçu) au cours de l'exercice	34
Juste valeur des contrats en cours au 30 juin 2024	(32)

#### b) Hiérarchie des justes valeurs

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

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui sont représentatifs des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.
- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données d'entrée non observables sont négligeables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 30 juin 2024, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

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

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 30 juin 2024, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	56	48	—	104
Dettes fournisseurs	(101)	(35)	—	(136)
	(45)	13	—	(32)

Au cours du deuxième trimestre de 2024, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

## Instruments financiers non dérivés

Au 30 juin 2024, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 11,4 G\$ (11,1 G\$ au 31 décembre 2023) et sa juste valeur, à 11,2 G\$ (11,1 G\$ au 31 décembre 2023). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix de marché.

## 11. Transactions et évaluations d'actifs

### Sables pétrolifères

#### Fort Hills

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a mené à bien l'acquisition auprès de Teck Resources Limited 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 %.

Au cours du quatrième trimestre de 2023, la Société a mené à bien 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 autres coûts liés à la clôture. La Société est donc aujourd'hui l'unique propriétaire de Fort Hills.

### 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).

## 12. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 519 M\$ pour le semestre clos le 30 juin 2024, essentiellement en raison de l'augmentation du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui est passé à 5,50 % (5,20 % au 31 décembre 2023).

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

Pour le semestre clos le 30 juin 2024, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel s'est établi à 490 M\$ (déduction faite de l'impôt de 155 M\$), essentiellement en raison du taux d'actualisation de 5,00 % (4,60 % au 31 décembre 2023).

# Données financières et d'exploitation complémentaires

## Sommaire trimestriel des résultats financiers

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	30 juin 2024	Pour les trimestres clos les			30 juin 2023	Pour les semestres clos les		Exercice clos le 31 déc. 2023
		31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023		30 juin 2024	30 juin 2023	
<b>Produits bruts</b>	<b>14 014</b>	13 305	13 589	13 911	12 434	<b>27 319</b>	24 706	52 206
<b>Moins les redevances</b>	<b>(1 125)</b>	(924)	(779)	(1 262)	(715)	<b>(2 049)</b>	(1 073)	(3 114)
<b>Produits d'exploitation, déduction faite des redevances</b>	<b>12 889</b>	12 381	12 810	12 649	11 719	<b>25 270</b>	23 633	49 092
<b>Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat</b>								
Sables pétroliers	1 792	1 371	2 660	1 407	1 267	3 163	2 744	6 811
Exploration et production	196	274	133	227	956	470	1 331	1 691
Raffinage et commercialisation	593	1 114	598	1 274	518	1 707	1 511	3 383
Siège social et éliminations	(398)	(539)	(1)	(774)	(390)	(937)	(521)	(1 296)
Charge d'impôt sur le résultat	(615)	(610)	(570)	(590)	(472)	(1 225)	(1 134)	(2 294)
<b>Bénéfice net</b>	<b>1 568</b>	1 610	2 820	1 544	1 879	<b>3 178</b>	3 931	8 295
<b>Résultat d'exploitation ajusté <sup>A)</sup></b>								
Sables pétroliers	1 745	1 365	1 526	1 670	1 281	3 110	2 771	5 967
Exploration et production	196	274	133	227	349	470	724	1 084
Raffinage et commercialisation	588	1 118	598	1 277	494	1 706	1 492	3 367
Siège social et éliminations	(295)	(319)	(42)	(518)	(359)	(614)	(789)	(1 349)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(608)	(621)	(580)	(676)	(512)	(1 229)	(1 136)	(2 392)
<b>Total</b>	<b>1 626</b>	1 817	1 635	1 980	1 253	<b>3 443</b>	3 062	6 677
<b>Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés <sup>A)</sup></b>								
Sables pétroliers	3 108	2 443	2 651	2 929	2 557	5 551	5 145	10 725
Exploration et production	398	467	228	372	521	865	1 012	1 612
Raffinage et commercialisation	893	1 306	811	1 482	781	2 199	1 975	4 268
Siège social et éliminations	(221)	(398)	10	(368)	(655)	(619)	(1 188)	(1 546)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(781)	(649)	334	(781)	(549)	(1 430)	(1 287)	(1 734)
<b>Total</b>	<b>3 397</b>	3 169	4 034	3 634	2 655	<b>6 566</b>	5 657	13 325
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	432	(382)	284	550	148	50	(1 815)	(981)
<b>Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation</b>	<b>3 829</b>	2 787	4 318	4 184	2 803	<b>6 616</b>	3 842	12 344
<b>Flux de trésorerie disponibles (déficitaires) <sup>A),B)</sup></b>								
Sables pétroliers	1 671	1 448	1 583	1 754	1 514	3 119	3 292	6 629
Exploration et production	169	325	67	185	339	494	692	944
Raffinage et commercialisation	518	1 138	506	1 287	404	1 656	1 473	3 266
Siège social et éliminations	(227)	(404)	(8)	(388)	(666)	(631)	(1 212)	(1 608)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(781)	(649)	334	(781)	(549)	(1 430)	(1 287)	(1 734)
<b>Total</b>	<b>1 350</b>	1 858	2 482	2 057	1 042	<b>3 208</b>	2 958	7 497
<b>Par action ordinaire</b>								
Bénéfice net - de base	1,22	1,25	2,18	1,19	1,44	2,47	2,98	6,34
Bénéfice net - dilué	1,22	1,25	2,18	1,19	1,43	2,47	2,98	6,33
Résultat d'exploitation ajusté <sup>A),C)</sup>	1,27	1,41	1,26	1,52	0,96	2,68	2,32	5,10
Dividendes en trésorerie <sup>C)</sup>	0,55	0,55	0,55	0,52	0,52	1,10	1,04	2,11
Fonds provenant de l'exploitation ajustés <sup>A),C)</sup>	2,65	2,46	3,12	2,80	2,03	5,11	4,29	10,19
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation <sup>C)</sup>	2,98	2,16	3,34	3,22	2,14	5,14	2,91	9,44
Flux de trésorerie disponibles <sup>A),B),C)</sup>	1,05	1,44	1,92	1,58	0,80	2,49	2,24	5,73
<b>Distributions aux actionnaires</b>								
Dividendes versés sur les actions ordinaires	698	702	704	676	679	1 400	1 369	2 749
Rachat d'actions ordinaires	825	293	375	300	684	1 118	1 558	2 233
<b>Total des distributions aux actionnaires</b>	<b>1 523</b>	995	1 079	976	1 363	<b>2 518</b>	2 927	4 982
<b>Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)</b>								
Sables pétroliers	1 437	995	1 068	1 175	1 043	2 432	1 853	4 096
Exploration et production <sup>D)</sup>	229	142	161	187	182	371	320	668
Raffinage et commercialisation	375	168	305	195	377	543	502	1 002
Siège social et éliminations	6	6	18	20	11	12	24	62
<b>Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection</b>	<b>2 047</b>	1 311	1 552	1 577	1 613	<b>3 358</b>	2 699	5 828

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



# Données financières et d'exploitation complémentaires (suite)

## Sommaire trimestriel des résultats financiers

(non audité)

	Pour les périodes de douze mois closes les				
	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023
Rendement du capital investi (RCI) <sup>A),E)</sup> (%)	15,6	15,7	16,3	16,5	13,2
RCI – compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur <sup>A),E)</sup> (%)	15,6	15,7	16,3	16,5	16,7

- 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 et autres mesures financières » du présent rapport trimestriel.
- B) À compter du deuxième trimestre de 2024, la Société a inclus la présentation des flux de trésorerie disponibles par secteur et de base par action.
- C) Comprend les montants de base par action.
- D) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 66 M\$ au deuxième trimestre de 2023 et de 42 M\$ au premier trimestre de 2023.
- E) À compter du deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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

# Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

	Trimestres clos les					Semestres clos les		Exercice clos le
	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	30 juin 2024	30 juin 2023	31 déc. 2023
<b>Sables pétrolifères</b>								
<b>Volumes de production (kb/j)</b>								
<b>Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>834,4</b>	932,1	866,2	787,0	814,3	<b>883,3</b>	812,8	819,8
<b>Volumes de production du secteur Sables pétrolifères <sup>A)</sup></b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique, diesel et autres produits	321,6	374,6	288,9	288,9	350,2	348,1	341,5	314,9
Activités du secteur Sables pétrolifères – Bitume	136,9	120,3	171,5	121,6	89,9	128,6	99,8	123,4
Syncrude – pétrole brut synthétique, diesel et bitume	171,1	197,9	208,1	200,0	171,5	184,5	180,7	192,6
Fort Hills – bitume	166,9	177,6	154,1	86,1	110,2	172,3	92,5	106,4
Transferts et consommation entre actifs	(80,5)	(85,4)	(65,2)	(50,5)	(42,7)	(83,0)	(37,4)	(47,7)
<b>Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>716,0</b>	785,0	757,4	646,1	679,1	<b>750,5</b>	677,1	689,6
<b>Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel</b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères	321,6	374,6	288,9	288,9	350,2	348,1	341,5	314,9
Syncrude	166,7	197,9	206,7	200,0	171,4	182,3	178,1	190,9
Transferts entre les actifs et consommation	(26,6)	(27,5)	(19,9)	(19,6)	(16,6)	(27,1)	(18,1)	(18,8)
Total du secteur Sables pétrolifères – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	461,7	545,0	475,7	469,3	505,0	503,3	501,5	487,0
<b>Sables pétrolifères – bitume non valorisé</b>								
Activités du secteur Sables pétrolifères	136,9	120,3	171,5	121,6	89,9	128,6	99,8	123,4
Fort Hills	166,9	177,6	154,1	86,1	110,2	172,3	92,5	106,4
Syncrude	4,4	—	1,4	—	0,1	2,2	2,6	1,7
Transferts entre les actifs	(53,9)	(57,9)	(45,3)	(30,9)	(26,1)	(55,9)	(19,3)	(28,9)
Total du secteur Sables pétrolifères – production de bitume non valorisé	254,3	240,0	281,7	176,8	174,1	247,2	175,6	202,6
<b>Volumes de production du secteur Sables pétrolifères destinés au marché</b>								
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	461,7	545,0	475,7	469,3	505,0	503,3	501,5	487,0
Bitume non valorisé	254,3	240,0	281,7	176,8	174,1	247,2	175,6	202,6
<b>Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>716,0</b>	785,0	757,4	646,1	679,1	<b>750,5</b>	677,1	689,6
<b>Volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)</b>								
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	453,8	550,3	457,3	474,1	511,5	502,0	507,8	486,6
Bitume non valorisé	272,6	233,8	277,5	181,6	163,6	253,3	168,8	199,4
<b>Total des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères</b>	<b>726,4</b>	784,1	734,8	655,7	675,1	<b>755,3</b>	676,6	686,0
<b>Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>1),B)</sup> (en millions de dollars)</b>								
Charges décaissées	1 123	1 107	1 199	1 020	1 082	2 230	2 106	4 325
Gaz naturel	65	103	107	80	84	168	239	426
	1 188	1 210	1 306	1 100	1 166	2 398	2 345	4 751
<b>Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères <sup>1),B)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	26,90	24,55	28,30	27,00	27,00	25,70	26,35	27,05
Gaz naturel	1,55	2,30	2,50	2,15	2,10	1,95	3,00	2,65
	28,45	26,85	30,80	29,15	29,10	27,65	29,35	29,70
<b>Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>1),B),C)</sup> (en millions de dollars)</b>								
Charges décaissées	453	505	382	331	301	958	561	1 274
Gaz naturel	12	26	16	13	14	38	32	61
	465	531	398	344	315	996	593	1 335
<b>Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills <sup>1),B),C)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	29,80	31,20	26,95	41,80	29,95	30,50	33,55	32,85
Gaz naturel	0,80	1,65	1,15	1,60	1,45	1,25	1,90	1,55
	30,60	32,85	28,10	43,40	31,40	31,75	35,45	34,40
<b>Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>1),B)</sup> (en millions de dollars)</b>								
Charges décaissées	615	620	629	592	647	1 235	1 302	2 523
Gaz naturel	10	22	19	17	18	32	52	88
	625	642	648	609	665	1 267	1 354	2 611
<b>Charges d'exploitation décaissées de Syncrude <sup>1),B)</sup> (\$/b)*</b>								
Charges décaissées	39,50	34,45	32,85	32,20	41,45	36,80	39,80	35,90
Gaz naturel	0,65	1,25	1,00	0,95	1,15	0,95	1,55	1,25
	40,15	35,70	33,85	33,15	42,60	37,75	41,35	37,15

## Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

- A) À compter du premier trimestre de 2024, afin de mieux refléter le rendement de chaque actif de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes de production pour y inclure les volumes de production brute. Les montants des périodes précédentes ont été révisés de manière à refléter ce changement.
- B) 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 et autres mesures financières » du présent rapport trimestriel.
- C) Le 2 février 2023, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. Le 20 novembre 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition de la participation directe restante 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 <sup>A),B)</sup>	Trimestres clos les					Semestres clos les		Exercice clos le
	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	30 juin 2024	30 juin 2023	31 déc. 2023
<b>Bitume non valorisé (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	<b>88,08</b>	72,52	70,76	97,75	77,93	<b>80,80</b>	67,96	75,78
Redevances	<b>(13,29)</b>	(10,41)	(10,62)	(15,44)	(10,07)	<b>(11,96)</b>	(6,89)	(10,16)
Frais de transport et de distribution	<b>(5,62)</b>	(7,41)	(7,79)	(8,40)	(8,02)	<b>(6,43)</b>	(7,49)	(7,81)
Charges d'exploitation nettes	<b>(19,94)</b>	(22,74)	(17,91)	(21,46)	(21,65)	<b>(21,23)</b>	(22,31)	(20,56)
Revenus d'exploitation nets	<b>49,23</b>	31,96	34,44	52,45	38,19	<b>41,18</b>	31,27	37,25
<b>Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	<b>110,20</b>	93,64	100,97	109,80	99,14	<b>101,18</b>	100,74	103,02
Redevances	<b>(16,25)</b>	(11,19)	(8,80)	(19,56)	(9,64)	<b>(13,47)</b>	(7,18)	(10,60)
Frais de transport et de distribution	<b>(3,71)</b>	(2,67)	(4,65)	(2,61)	(3,78)	<b>(3,15)</b>	(3,66)	(3,62)
Charges d'exploitation nettes	<b>(39,28)</b>	(34,49)	(40,96)	(37,42)	(38,66)	<b>(36,66)</b>	(38,69)	(38,92)
Revenus d'exploitation nets	<b>50,96</b>	45,29	46,56	50,21	47,06	<b>47,90</b>	51,21	49,88
<b>Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)</b>								
Prix moyen obtenu	<b>101,90</b>	87,34	89,56	106,46	94,00	<b>94,34</b>	92,56	95,10
Redevances	<b>(15,14)</b>	(10,96)	(9,49)	(18,42)	(9,74)	<b>(12,97)</b>	(7,11)	(10,48)
Frais de transport et de distribution	<b>(4,42)</b>	(4,10)	(5,84)	(4,21)	(4,81)	<b>(4,25)</b>	(4,61)	(4,83)
Charges d'exploitation nettes	<b>(32,02)</b>	(30,98)	(32,26)	(33,00)	(34,54)	<b>(31,48)</b>	(34,60)	(33,58)
Revenus d'exploitation nets	<b>50,32</b>	41,30	41,97	50,83	44,91	<b>45,64</b>	46,24	46,21

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 et autres mesures financières » du présent rapport trimestriel.

B) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes de 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	30 juin 2024	Trimestres clos les			30 juin 2023	Semestres clos les		Exercice clos le 31 déc. 2023
		31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023		30 juin 2024	30 juin 2023	
<b>Volumes de production</b>								
E&P Canada (kb/j)	49,0	46,7	45,3	39,8	45,9	47,9	46,3	44,4
E&P International (kb/j)	5,6	3,6	5,4	4,6	16,9	4,6	18,6	11,7
<b>Total des volumes de production (kb/j)</b>	<b>54,6</b>	<b>50,3</b>	<b>50,7</b>	<b>44,4</b>	<b>62,8</b>	<b>52,5</b>	<b>64,9</b>	<b>56,1</b>
<b>Total des volumes de ventes (kb/j)</b>	<b>46,8</b>	<b>63,3</b>	<b>29,2</b>	<b>42,7</b>	<b>71,6</b>	<b>55,0</b>	<b>70,2</b>	<b>52,9</b>
<b>Revenus d'exploitation nets <sup>A),B)</sup></b>								
E&P Canada (\$/b)								
Prix moyen obtenu	117,08	111,73	118,20	120,59	108,44	114,32	106,56	111,49
Redevances	(9,43)	(14,68)	(15,10)	(16,33)	(13,46)	(12,54)	(12,60)	(13,82)
Frais de transport et de distribution	(5,69)	(4,21)	(8,69)	(3,38)	(2,63)	(4,82)	(2,93)	(3,87)
Charges d'exploitation	(27,23)	(21,46)	(31,23)	(20,18)	(18,57)	(23,82)	(17,60)	(20,17)
Revenus d'exploitation nets	74,73	71,38	63,18	80,70	73,78	73,14	73,43	73,63
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/b) <sup>C)</sup>								
Prix moyen obtenu	—	—	—	—	105,63	—	112,16	112,16
Frais de transport et de distribution	—	—	—	—	(3,19)	—	(3,15)	(3,16)
Charges d'exploitation	—	—	—	—	(19,16)	—	(15,03)	(15,03)
Revenus d'exploitation nets	—	—	—	—	83,28	—	93,98	93,97

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 et autres mesures financières» du présent rapport trimestriel.

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

C) Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien 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)

	30 juin 2024	Trimestres clos les			Semestres clos les		Exercice	
		31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	30 juin 2023	clos le 31 déc. 2023	
<b>Raffinage et commercialisation</b>								
Ventes de produits raffinés (kb/j)	594,7	581,0	575,5	574,1	547,0	587,8	531,0	553,1
Pétrole brut traité (kb/j)	430,5	455,3	455,9	463,2	394,4	442,9	381,1	420,7
Volumes de ventes liées aux activités de vente (ML)	5 592	5 108	5 286	5 445	5 073	10 700	9 727	20 458
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	92	98	98	99	85	95	82	90
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b) <sup>A)</sup>	37,65	46,65	37,45	50,10	38,10	42,30	46,45	45,00
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b) <sup>A)</sup>	36,35	45,75	47,05	42,45	41,10	41,20	49,80	47,00
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) <sup>A)</sup>	6,25	5,00	6,90	5,95	6,35	5,65	6,75	6,55
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) <sup>A),B)</sup>	6,95	7,15	7,65	6,20	7,95	7,05	8,05	7,45
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) <sup>A)</sup>	3,10	3,20	4,20	3,10	3,10	3,15	3,20	3,45
<b>Est de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	112,9	112,6	115,2	112,6	108,9	112,7	110,4	112,2
Distillat	105,0	118,4	110,1	101,1	104,0	111,7	103,0	104,3
Total des ventes de carburants de transport	217,9	231,0	225,3	213,7	212,9	224,4	213,4	216,5
Produits pétrochimiques								
Asphalte	15,3	15,8	17,6	22,5	18,9	15,5	16,8	18,4
Autres	23,4	24,6	21,9	19,4	21,2	24,0	24,9	22,9
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>266,9</b>	<b>285,1</b>	<b>272,9</b>	<b>264,2</b>	<b>267,5</b>	<b>276,0</b>	<b>268,1</b>	<b>268,4</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	169,8	216,5	217,8	215,4	212,3	193,2	208,1	212,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	76	98	98	97	96	87	94	96
<b>Ouest de l'Amérique du Nord</b>								
<b>Ventes de produits raffinés (kb/j)</b>								
Carburants de transport								
Essence	140,0	130,9	129,0	126,0	111,2	135,5	103,9	115,8
Distillat	152,0	141,7	141,3	145,9	140,4	146,8	135,6	139,6
Total des ventes de carburants de transport	292,0	272,6	270,3	271,9	251,6	282,3	239,5	255,4
Asphalte	13,4	5,4	11,6	19,3	9,7	9,4	6,1	10,8
Autres	22,4	17,9	20,7	18,7	18,2	20,1	17,3	18,5
<b>Total des ventes de produits raffinés</b>	<b>327,8</b>	<b>295,9</b>	<b>302,6</b>	<b>309,9</b>	<b>279,5</b>	<b>311,8</b>	<b>262,9</b>	<b>284,7</b>
<b>Approvisionnement en brut et raffinage</b>								
Brut traité aux raffineries (kb/j)	260,7	238,8	238,1	247,8	182,1	249,7	173,0	208,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	107	98	98	102	75	102	71	85

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 et autres mesures financières » 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 <sup>A),B)</sup>

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

Pour les trimestres clos les	30 juin 2024			31 mars 2024		
	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	2 818	4 614	7 432	2 062	4 860	6 922
Autres produits (pertes)	60	12	72	59	(4)	55
Achats de pétrole brut et de produits	(651)	(45)	(696)	(557)	(72)	(629)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(43)	(30)		(22)	(94)	
Montant brut réalisé	2 184	4 551		1 542	4 690	
Redevances	(330)	(671)	(1 001)	(222)	(560)	(782)
Frais de transport et de distribution	(139)	(153)	(292)	(158)	(134)	(292)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(572)	(1 706)	(2 278)	(582)	(1 900)	(2 482)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>3)</sup>	77	81		98	174	
Charges d'exploitation nettes	(495)	(1 625)		(484)	(1 726)	
Revenus d'exploitation nets	1 220	2 102		678	2 270	
Volumes de ventes (kb)	24 811	41 296		21 280	50 077	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>49,23</b>	<b>50,96</b>		<b>31,96</b>	<b>45,29</b>	

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 <sup>2)</sup>	(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 <sup>C)</sup>	(573)	(1 823)	(2 396)	(426)	(1 787)	(2 213)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>3)</sup>	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	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>34,44</b>	<b>46,56</b>		<b>52,45</b>	<b>50,21</b>	

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

B) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

C) Le 20 novembre 2023 (trimestre clos le 31 décembre), Suncor a mené à bien l'acquisition de la participation directe restante 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 <sup>A),B)</sup>

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

Pour le trimestre clos le	30 juin 2023		
	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
Autres produits (pertes)	26	(31)	(5)
Achats de pétrole brut et de produits	(327)	(34)	(361)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	15	(52)	
Montant brut réalisé	1 160	4 615	
Redevances	(150)	(449)	(599)
Frais de transport et de distribution	(119)	(176)	(295)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(386)	(1 913)	(2 299)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>3)</sup>	63	114	
Charges d'exploitation nettes	(323)	(1 799)	
Revenus d'exploitation nets	568	2 191	
Volumes de ventes (kb)	14 887	46 550	
Revenus d'exploitation nets par baril	38,19	47,06	

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

B) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

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



# Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

## Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères <sup>A),B)</sup>

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

Pour les semestres clos les	30 juin 2024			30 juin 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	4 880	9 474	14 354	2 681	9 564	12 245
Autres produits (pertes)	119	8	127	150	(40)	110
Achats de pétrole brut et de produits	(1 208)	(117)	(1 325)	(664)	(105)	(769)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(65)	(124)		(90)	(160)	
Montant brut réalisé	3 726	9 241		2 077	9 259	
Redevances	(552)	(1 231)	(1 783)	(211)	(660)	(871)
Frais de transport et de distribution	(297)	(287)	(584)	(228)	(337)	(565)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>C)</sup>	(1 154)	(3 606)	(4 760)	(860)	(3 860)	(4 720)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>3)</sup>	175	255		178	304	
Charges d'exploitation nettes	(979)	(3 351)		(682)	(3 556)	
Revenus d'exploitation nets	1 898	4 372		956	4 706	
Volumes de ventes (kb)	46 091	91 373		30 555	91 911	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>41,18</b>	<b>47,90</b>		<b>31,27</b>	<b>51,21</b>	

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2023		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sable pétrolifères
Produits d'exploitation	7 218	18 817	26 035
Autres produits (pertes)	1 519	(50)	1 469
Achats de pétrole brut et de produits	(1 758)	(177)	(1 935)
Ajustement lié au montant brut réalisé <sup>2)</sup>	(1 463)	(294)	
Montant brut réalisé	5 516	18 296	
Redevances	(740)	(1 883)	(2 623)
Frais de transport et de distribution	(567)	(646)	(1 213)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>C)</sup>	(1 859)	(7 470)	(9 329)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux <sup>3)</sup>	360	558	
Charges d'exploitation nettes	(1 499)	(6 912)	
Revenus d'exploitation nets	2 710	8 855	
Volumes de ventes (kb)	72 795	177 601	
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>37,25</b>	<b>49,88</b>	

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

B) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

C) Le 2 février 2023, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. Le 20 novembre 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition de la participation directe restante 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 <sup>A),B)</sup>

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

Pour les trimestres clos les	30 juin 2024				31 mars 2024			
	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	E&P Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	E&P Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	437	236	673	—	609	156	765
Redevances	—	(35)	(89)	(124)	—	(80)	(62)	(142)
Frais de transport et de distribution	—	(21)	(3)	(24)	—	(23)	(2)	(25)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	—	(109)	(11)	(120)	—	(128)	(13)	(141)
Coûts non liés à la production <sup>6)</sup>	—	7	—	—	—	11	—	—
Revenus d'exploitation nets	—	279	—	—	—	389	—	—
Volumes de ventes (kb)	—	3 748	—	—	—	5 432	—	—
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	—	<b>74,73</b>	—	—	—	<b>71,38</b>	—	—

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2023				30 septembre 2023			
	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	E&P Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	E&P Autres <sup>4),5)</sup>	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 <sup>6)</sup>	5	6	—	—	—	13	—	—
Revenus d'exploitation nets	—	138	—	—	—	284	—	—
Volumes de ventes (kb)	—	2 191	—	—	—	3 504	—	—
Revenus d'exploitation nets par baril	—	63,18	—	—	—	80,70	—	—

Pour le trimestre clos le	30 juin 2023			
	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	E&P Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	122	549	142	813
Redevances	—	(68)	(48)	(116)
Frais de transport et de distribution	(4)	(13)	(4)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(27)	(103)	(13)	(143)
Coûts non liés à la production <sup>6)</sup>	5	9	—	—
Revenus d'exploitation nets	96	374	—	—
Volumes de ventes (kb)	1 155	5 065	—	—
Revenus d'exploitation nets par baril	83,28	73,78	—	—

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

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

C) Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien 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 <sup>(suite)</sup>

(non audité)

## Revenus d'exploitation nets du secteur Exploration et production <sup>A),B)</sup>

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

Pour les semestres clos les	30 juin 2024				30 juin 2023			
	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	1 046	392	1 438	306	1 007	234	1 547
Redevances	—	(115)	(151)	(266)	—	(119)	(83)	(202)
Frais de transport et de distribution	—	(44)	(5)	(49)	(9)	(27)	(6)	(42)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	—	(237)	(24)	(261)	(53)	(184)	(39)	(276)
Coûts non liés à la production <sup>6)</sup>	—	18			12	18		
Revenus d'exploitation nets	—	668			256	695		
Volumes de ventes (kb)	—	9 180			2 729	9 454		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	—	<b>73,14</b>			93,98	73,43		

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2023			
	International <sup>C)</sup>	E&P Canada	Autres <sup>4),5)</sup>	Secteur E&P
Produits d'exploitation	306	1 689	694	2 689
Redevances	—	(209)	(282)	(491)
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(342)	(75)	(475)
Coûts non liés à la production <sup>6)</sup>	17	37		
Revenus d'exploitation nets	256	1 117		
Volumes de ventes (kb)	2 729	15 149		
<b>Revenus d'exploitation nets par baril</b>	<b>93,97</b>	<b>73,63</b>		

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

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

C) Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien 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					Semestres clos les		Exercice clos le
	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	30 juin 2024	30 juin 2023	31 déc. 2023
Produits d'exploitation	8 057	7 613	8 053	8 570	7 272	15 670	14 445	31 068
Achats de pétrole brut et de produits	(6 519)	(5 588)	(6 448)	(6 268)	(5 797)	(12 107)	(11 151)	(23 867)
	1 538	2 025	1 605	2 302	1 475	3 563	3 294	7 201
Autres produits (pertes)	43	74	81	(26)	13	117	169	224
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation <sup>7)</sup>	(13)	(42)	(11)	(4)	(33)	(55)	(35)	(50)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS <sup>A)</sup>	1 568	2 057	1 675	2 272	1 455	3 625	3 428	7 375
Production des raffineries (kb) <sup>8)</sup>	41 669	44 074	44 756	45 342	38 214	85 743	73 797	163 895
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) <sup>A)</sup>	37,65	46,65	37,45	50,10	38,10	42,30	46,45	45,00
(Profit) perte au titre de la méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque <sup>B)</sup>	(53)	(40)	431	(348)	116	(93)	247	330
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS <sup>A),B)</sup>	1 515	2 017	2 106	1 924	1 571	3 532	3 675	7 705
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) <sup>A),B),C)</sup>	36,35	45,75	47,05	42,45	41,10	41,20	49,80	47,00
<b>Marge brute liée aux activités de vente</b>								
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS <sup>A)</sup>	1 568	2 057	1 675	2 272	1 455	3 625	3 428	7 375
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 218)	(1 802)	(1 311)	(1 948)	(1 133)	(3 020)	(2 772)	(6 031)
Marge liée aux activités de ventes <sup>A),9)</sup>	350	255	364	324	322	605	656	1 344
Volumes de ventes (ML)	5 592	5 108	5 286	5 445	5 073	10 700	9 727	20 458
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) <sup>A)</sup>	6,25	5,00	6,90	5,95	6,35	5,65	6,75	6,55
<b>Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage et des charges d'exploitation liées aux activités de vente</b>								
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	603	618	694	610	604	1 221	1 254	2 558
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente <sup>A),10)</sup>	174	165	222	170	157	339	313	705
Moins les autres charges d'exploitation <sup>D),11)</sup>	139	138	129	159	143	277	347	635
Charges d'exploitation de raffinage <sup>A),D)</sup>	290	315	343	281	304	605	594	1 218
Production des raffineries (kb) <sup>8)</sup>	41 669	44 074	44 756	45 342	38 214	85 743	73 797	163 895
Charges d'exploitation de raffinage (\$/bbl) <sup>A),D)</sup>	6,95	7,15	7,65	6,20	7,95	7,05	8,05	7,45
Volumes de ventes (ML)	5 592	5 108	5 286	5 445	5 073	10 700	9 727	20 458
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) <sup>A)</sup>	3,10	3,20	4,20	3,10	3,10	3,15	3,20	3,45

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 et autres mesures financières » 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<sup>A),12)</sup>

(\$ US/b, sauf indication contraire) (moyenne pour les trimestres, les semestres et la période de douze mois clos les)	Trimestres clos les				Semestres clos les		Exercice clos le		
	30 juin 2024	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	30 juin 2024	30 juin 2023	31 déc. 2023	
Pétrole brut WTI à Cushing	<b>80,55</b>	76,95	78,35	82,20	73,75	<b>78,75</b>	74,90	77,60	
Pétrole brut SYN à Edmonton	<b>83,35</b>	69,55	78,65	85,00	76,65	<b>76,45</b>	77,40	79,60	
WCS à Hardisty	<b>67,00</b>	57,60	56,45	69,30	58,70	<b>62,30</b>	55,05	59,00	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>B)</sup>	<b>24,75</b>	27,05	28,60	39,95	32,30	<b>25,90</b>	34,50	34,40	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>B)</sup>	<b>18,85</b>	19,80	17,10	27,45	28,60	<b>19,35</b>	30,05	26,15	
<b>Valeur du produit</b>									
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 <sup>C)</sup>	40 %	<b>42,10</b>	41,60	42,80	48,85	42,40	<b>41,85</b>	43,75	44,80
Chicago, marge de craquage 2-1-1 <sup>D)</sup>	40 %	<b>39,75</b>	38,70	38,20	43,85	40,95	<b>39,25</b>	42,00	41,50
WTI	20 %	<b>16,10</b>	15,40	15,65	16,45	14,75	<b>15,75</b>	15,00	15,50
Facteur saisonnier		<b>5,00</b>	6,50	6,50	5,00	5,00	<b>5,75</b>	5,75	5,75
		<b>102,95</b>	102,20	103,15	114,15	103,10	<b>102,60</b>	106,50	107,55
<b>Valeur du pétrole brut</b>									
SYN	40 %	<b>33,35</b>	27,80	31,45	34,00	30,65	<b>30,60</b>	30,95	31,85
WCS	40 %	<b>26,80</b>	23,05	22,60	27,70	23,50	<b>24,90</b>	22,00	23,60
WTI	20 %	<b>16,10</b>	15,40	15,65	16,45	14,75	<b>15,75</b>	15,00	15,50
		<b>76,25</b>	66,25	69,70	78,15	68,90	<b>71,25</b>	67,95	70,95
<b>Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor</b>		<b>26,70</b>	35,95	33,45	36,00	34,20	<b>31,35</b>	38,55	36,60
<b>Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)<sup>A)</sup></b>		<b>36,55</b>	48,50	45,55	48,25	45,95	<b>42,60</b>	51,95	49,40

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 et autres mesures financières**

Certaines mesures financières contenues dans la rubrique Données financières et d'exploitation complémentaires, à savoir le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, 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 autres mesures financières » 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, les flux de trésorerie disponibles, les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, la dette nette et le total de la dette sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR dans la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » 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 autres mesures financières » 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 et vendue qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation.
- 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 certains 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
c/l	-	cents par litre
ML	-	millions de litres
WTI	-	West Texas Intermediate
SYN	-	cours de référence du pétrole brut synthétique
WCS	-	Western Canadian Select

## Conversion au système métrique

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



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