

Rapport aux actionnaires pour le premier 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 7 mai 2024. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétroliers ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

Faits saillants du premier trimestre

- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ de 3,2 G\$ et résultat d'exploitation ajusté ¹⁾ de 1,8 G\$.**
- **Production en amont record de 835 000 barils par jour (b/j) et ventes de produits raffinés records de 581 000 b/j.**
- **Production sans précédent de 785 000 b/j pour le secteur Sables pétroliers comprise dans la production en amont et taux d'utilisation des installations de valorisation ²⁾ de 102 %.**
- **Débit de raffinage le plus élevé jamais atteint au cours d'un premier trimestre de 455 000 b/j et taux d'utilisation des raffineries global de 98 %.**
- **Redistribution de 1,0 G\$ aux actionnaires, ce qui comprend des dividendes de 700 M\$ et des rachats d'actions de 300 M\$.**

« Notre excellente performance au premier trimestre de 2024 a été portée par l'impulsion acquise au deuxième semestre de 2023. Nous avons affiché des volumes sans précédent et une fiabilité tous azimuts, en amont comme en aval, grâce au souci de sécurité et de rentabilité démontré par notre effectif », a déclaré Rich Kruger, président et chef de la direction de Suncor. « Notre détermination à constamment atteindre les plus hauts niveaux de performance repose sur l'accent mis du sommet à la base sur les éléments fondamentaux de la sécurité, la fiabilité et la rentabilité, ainsi que sur le sens de la responsabilité affiché à l'égard de nos engagements. »

Résultat du premier trimestre

Faits saillants financiers (en millions de dollars, sauf indication contraire)	T1 2024	T4 2023	T1 2023
Bénéfice net	1 610	2 820	2 052
Par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	1,25	2,18	1,54
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	1 817	1 635	1 809
Par action ordinaire ^{1),2)} (en dollars)	1,41	1,26	1,36
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	3 169	4 034	3 002
Par action ordinaire ^{1),2)} (en dollars)	2,46	3,12	2,26
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 787	4 318	1 039
Par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	2,16	3,34	0,78
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾	1 237	1 482	1 028
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	1 858	2 482	1 916
Dividende par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	0,55	0,55	0,52
Rachats d'actions par action ordinaire ⁴⁾ (en dollars)	0,23	0,29	0,66
Rendements pour les actionnaires ⁵⁾	995	1 079	1 564
Dette nette ²⁾	13 485	13 678	15 714
	T1 2024	T4 2023	T1 2023
Production en amont totale (kb/j)	835,3	808,1	742,1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	98	79

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

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

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 pétroliers et Syncrude.

Résultats financiers

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾

(en millions de dollars)	T1 2024	T4 2023	T1 2023
Bénéfice net	1 610	2 820	2 052
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	220	(199)	3
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(2)	(9)	18
Profit sur acquisition et cession importantes	—	(1 125)	(302)
Dépréciation d'actifs	—	158	—
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(11)	(10)	38
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 817	1 635	1 809

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 rapport de gestion.

- Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor, qui s'est établi à 1,817 G\$ (1,41 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2024, a été semblable à celui de 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et de la production des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), en partie contrebalancée par la diminution des prix obtenus pour les produits raffinés, par la baisse des prix moyens obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par la hausse des redevances du secteur Sables pétrolifères.
- Le bénéfice net de Suncor s'est établi à 1,610 G\$ (1,25 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2024, contre 2,052 G\$ (1,54 \$ 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 premier trimestre de 2024 et du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,169 G\$ (2,46 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2024, en comparaison de 3,002 G\$ (2,26 \$ 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 2,787 G\$ (2,16 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2024, en comparaison de 1,039 G\$ (0,78 \$ 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 3,440 G\$ au premier trimestre de 2024, contre 3,424 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et de la hausse des charges de rémunération fondée sur des actions, facteurs contrebalancés par la diminution des coûts des marchandises, par la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance au cours du trimestre à l'étude et par la vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P de la Société au Royaume-Uni.
- Au 31 mars 2024, la dette nette de Suncor s'élevait à 13,485 G\$, ce qui représente une diminution de 193 M\$ par rapport au 31 décembre 2023 et de 2,229 G\$ par rapport au 31 mars 2023.

Résultats d'exploitation

(en kb/j, à moins d'indication contraire)	T1 2024	T4 2023	T1 2023
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	932,1	866,2	811,3
Production de pétrole brut synthétique et de diesel	572,5	495,6	517,6
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne	(27,5)	(19,9)	(19,8)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	545,0	475,7	497,8
Production de bitume	297,9	327,0	189,8
Transferts entre actifs	(57,9)	(45,3)	(12,5)
Production de bitume non valorisé	240,0	281,7	177,3
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	785,0	757,4	675,1
Exploration et production	50,3	50,7	67,0
Production en amont totale	835,3	808,1	742,1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	98	79
Pétrole brut traité par les raffineries	455,3	455,9	367,7

- La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 932 100 b/j au premier trimestre de 2024 par rapport à 811 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse de la production de bitume en valeur absolue à Fort Hills et par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills, ainsi que par l'augmentation de la production de bitume enregistrée par le secteur Sables pétrolifères, incluant la production record de Firebag.
- La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 545 000 b/j pour le premier trimestre de 2024, comparativement à 497 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production du trimestre à l'étude reflétant la solide performance des actifs liés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétant l'incidence des travaux de maintenance non planifiés. Tirant parti de la connectivité des actifs régionaux de Suncor et de l'augmentation du rendement observée grâce à la charge d'alimentation en bitume de Fort Hills, le taux d'utilisation de l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères a atteint un record de 107 % au premier trimestre de 2024, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que l'usine de valorisation de Syncrude a affiché un taux d'utilisation de 96 % au premier trimestre de 2024, contre 90 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les transferts entre actifs ont atteint 67 800 b/j au premier trimestre de 2024, ce qui rend compte de l'intégration accrue des actifs régionaux du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La hausse est principalement attribuable aux 41 800 b/j de bitume qui ont été transférés depuis Fort Hills vers l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et aux 16 100 b/j de bitume produit aux installations *in situ* qui ont été transférés vers Syncrude.
- La production de bitume non valorisé commercialisable de la Société s'est accrue pour s'établir à 240 000 b/j au premier trimestre de 2024, contre 177 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la hausse de la production de bitume en valeur absolue susmentionnée.
- La production du secteur E&P a reculé au premier trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, cette baisse s'expliquant principalement par la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni et par l'absence de production provenant de White Rose, partiellement contrebalancées par l'ajout de la production de Terra Nova, dont la mise en service a continué de s'intensifier.
- Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 455 300 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 98 % au premier trimestre de 2024, contre 367 700 b/j et 79 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les taux d'utilisation élevés dans l'ensemble des raffineries au cours du trimestre à l'étude et par l'incidence du redémarrage des activités à la raffinerie de Commerce City de la Société au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent à la suite de la panne causée par les conditions météorologiques.
- Les ventes de produits raffinés au premier trimestre de 2024 ont atteint un niveau record de 581 000 b/j, en comparaison de 514 800 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'importante production des raffineries et 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.

Mises à jour concernant la Société et la stratégie

- **Lancement d'un partenariat de fidélisation.** Petro-Canada^{MC}, de concert avec la Société Canadian Tire, a annoncé les détails du partenariat entre les programmes de fidélisation Petro-Points^{MC} et Récompenses Triangle^{MD}, qui permet aux membres de ces deux programmes de fidélisation de maximiser les récompenses qu'ils obtiennent de chacun en liant leurs deux comptes. Ensemble, les programmes de fidélisation de ces deux bannières canadiennes emblématiques offrent plus de valeur et de commodité à des millions de membres dans plus de 1 800 établissements Petro-Canada et Essence+ de Canadian Tire partout au pays.

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.

Rapport de gestion

Le 7 mai 2024

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta (Canada). Les activités de Suncor sont reliées à la mise en valeur, à la production et la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière extracôtière, au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis, et à son réseau de distribution des ventes au détail et en gros Petro-Canada^{MC} (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir sobre en carbone en misant sur l'électricité et les carburants renouvelables. Elle exerce également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité. Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et à la Bourse de New York (la « NYSE ») sous le symbole SU.

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 clos le 31 mars 2024 doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 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, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent document et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Mode de présentation

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

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

Les informations concernant 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 premier trimestre	6
2. Information financière et d'exploitation consolidée	7
3. Résultats sectoriels et analyse	11
4. Impôt sur le résultat	20
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	21
6. Situation financière et situation de trésorerie	23
7. Données financières trimestrielles	26
8. Autres éléments	28
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières	29
10. Abréviations courantes	36
11. Mises en garde	37

1. Faits saillants du premier trimestre

- **Résultats financiers du premier trimestre.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ se sont établis à 3,169 G\$ (2,46 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2024, en comparaison de 3,002 G\$ (2,26 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté¹⁾ s'est établi à 1,817 G\$ (1,41 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2024, en comparaison de 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Production record pour le secteur Sables pétrolifères.** La production totale du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 785 000 b/j au premier trimestre de 2024, ce qui représente la production trimestrielle la plus élevée de ce secteur de toute l'histoire de la Société et reflète l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la production record de Firebag. La Société a maximisé la production de pétrole brut synthétique grâce à une utilisation des installations de valorisation²⁾ de 102 %, dont un taux record de 107 % pour l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et un taux de 96 % pour Syncrude.
- **Débit de raffinage et ventes de produits raffinés records.** Le débit de traitement du brut des raffineries s'est établi à 455 300 b/j au premier trimestre de 2024, ce qui représente le débit le plus élevé de l'histoire de la Société pour un premier trimestre, et les ventes de produits raffinés ont atteint le niveau record de 581 000 b/j.
- **Redistribution de valeur aux actionnaires.** Au premier trimestre 2024, Suncor a redistribué environ 1,0 G\$ de valeur aux actionnaires au moyen de dividendes de 702 M\$ et de rachats d'actions totalisant 293 M\$.
- **Lancement d'un partenariat de fidélisation.** Petro-Canada^{MC}, de concert avec la Société Canadian Tire, a annoncé les détails du partenariat entre les programmes de fidélisation Petro-Points^{MC} et Récompenses Triangle^{MD}, qui permet aux membres de ces deux programmes de fidélisation de maximiser les récompenses qu'ils obtiennent de chacun en liant leurs deux comptes. Ensemble, les programmes de fidélisation de ces deux bannières canadiennes emblématiques offrent plus de valeur et de commodité à des millions de membres dans plus de 1 800 établissements Petro-Canada et Essence+ de Canadian Tire partout au pays.

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) Le taux d'utilisation des unités de valorisation est calculé selon 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 l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et Syncrude.

2. Information financière et d'exploitation consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		
Sables pétrolifères	1 371	1 477
Exploration et production	274	375
Raffinage et commercialisation	1 114	993
Siège social et éliminations	(539)	(131)
Charge d'impôt sur le résultat	(610)	(662)
Bénéfice net	1 610	2 052
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾		
Sables pétrolifères	1 365	1 490
Exploration et production	274	375
Raffinage et commercialisation	1 118	998
Siège social et éliminations	(319)	(430)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(621)	(624)
Total	1 817	1 809
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾		
Sables pétrolifères	2 443	2 588
Exploration et production	467	491
Raffinage et commercialisation	1 306	1 194
Siège social et éliminations	(398)	(533)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(649)	(738)
Total	3 169	3 002
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(382)	(1 963)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 787	1 039
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ^{2),3)}		
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	574	590
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	663	438
Total	1 237	1 028
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 858	1 916

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 74 M\$ pour le premier trimestre de 2024, en comparaison de 58 M\$ pour le premier trimestre de 2023.

3) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le premier trimestre de 2024, comparativement à 42 M\$ pour le premier trimestre de 2023.

Faits saillants de l'exploitation

(en kb/j, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Volumes de production		
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	545,0	497,8
Sables pétrolifères – bitume non valorisé	240,0	177,3
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	785,0	675,1
Exploration et production	50,3	67,0
Total de la production en amont	835,3	742,1
Taux d'utilisation des raffineries (%)	98	79
Volumes de production par secteurs	455,3	367,7

Résultats financiers

Bénéfice net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,610 G\$ pour le premier trimestre de 2024, en comparaison de 2,052 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont touché le résultat d'exploitation ajusté mentionnés ci-dessous.

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

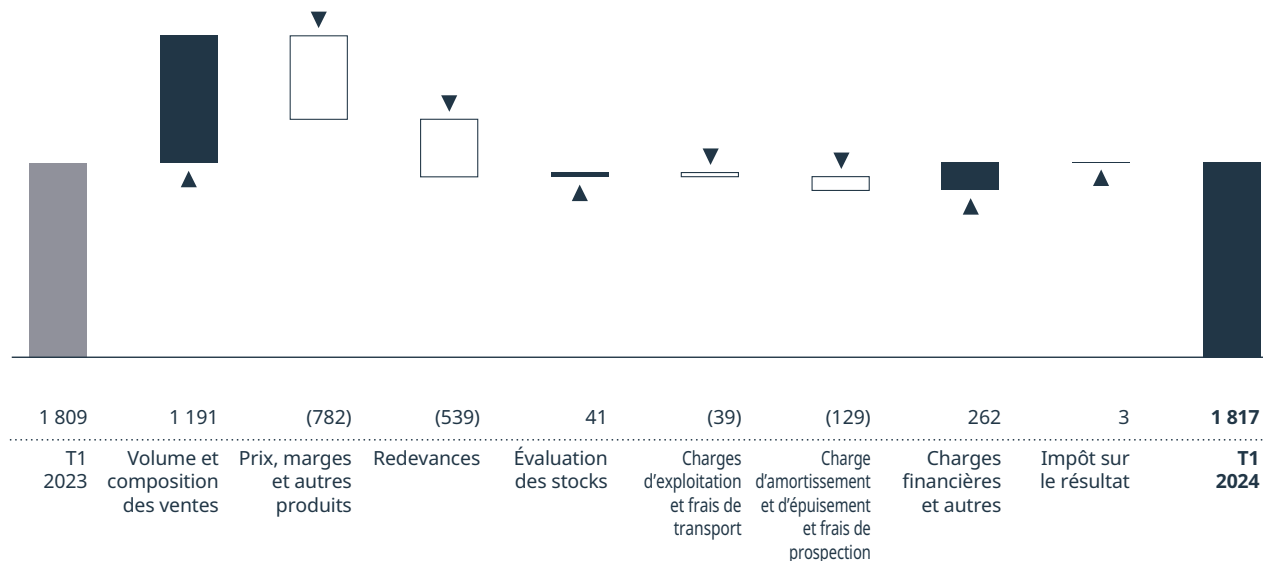
- La Société a inscrit dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations une perte de change latente à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 220 M\$ pour le premier trimestre de 2024, en comparaison de 3 M\$ pour le premier trimestre de 2023.
- La Société a comptabilisé, au poste « Autres produits (pertes) », un profit latent sur les activités de gestion des risques de 2 M\$ pour le premier trimestre de 2024, en comparaison d'une perte latente de 18 M\$ pour le premier trimestre de 2023.
- Au premier trimestre de 2023, la Société a comptabilisé un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires dans le secteur Siège social et éliminations.
- Au premier trimestre de 2024, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt sur le résultat de 11 M\$ lié aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à une charge de 38 M\$ au premier trimestre de 2023.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Bénéfice net	1 610	2 052
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	220	3
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(2)	18
Profit sur cession importante	—	(302)
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(11)	38
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 817	1 809

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.

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



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

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor, qui s'est établi à 1,817 G\$ (1,41 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2024, a été semblable à celui de 1,809 G\$ (1,36 \$ par action ordinaire) inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et de la production des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »), en partie contrebalancée par la diminution des prix obtenus pour les produits raffinés, par la baisse des prix moyens obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par la hausse des redevances du secteur Sables pétrolifères.

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 3,169 G\$ (2,46 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2024, en comparaison de 3,002 G\$ (2,26 \$ 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 2,787 G\$ (2,16 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2024, en comparaison de 1,039 G\$ (0,78 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une sortie de trésorerie liée aux soldes du fonds de roulement de la Société moins importante pour le trimestre à l'étude que pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La sortie de trésorerie au premier trimestre de 2024 découle principalement de la hausse des soldes des créances attribuable à l'accroissement des volumes de ventes et à l'augmentation des cours de référence des marchandises qui ont été observés au cours du trimestre, partiellement contrebalancée par la diminution des soldes d'impôts à recevoir.

Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 815	2 726
Marchandises	466	551
Rémunération fondée sur des actions et autres coûts ¹⁾	159	147
Total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 440	3 424

1) Pour le premier trimestre de 2024, la charge de rémunération fondée sur des actions de 159 M\$ tient compte d'un montant de 51 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, d'un montant de 5 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 25 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 78 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le premier trimestre de 2023, la charge de rémunération fondée sur des actions de 101 M\$ tient compte d'un montant de 39 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, d'un montant de 2 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 16 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 44 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le premier trimestre de 2023, les autres coûts incluent principalement des coûts liés aux investissements dans les initiatives de la Société en matière de transformation numérique et les dépenses liées aux projets de développement de carburants à faible teneur en carbone.

L'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux enregistrée au premier trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent découle principalement de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et de la hausse des charges de rémunération fondée sur des actions, facteurs contrebalancés par la diminution des coûts des marchandises, par la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance au cours du trimestre à l'étude et par la vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P de la Société au Royaume-Uni. 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 31 mars	
		2024	2023
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	76,95	76,10
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	83,25	81,25
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	14,10	18,40
MSW à Edmonton	\$ CA/b	92,20	99,05
WCS à Hardisty	\$ US/b	57,60	51,35
Écart léger/lourd entre le WTI et le WCS	\$ US/b	(19,35)	(24,75)
(Écart) prime SYN/WTI	\$ US/b	(7,40)	2,10
Condensat à Edmonton	\$ US/b	72,80	79,85
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	2,20	3,05
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	99,30	142,00
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	27,05	36,70
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,80	31,55
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	26,85	37,40
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	27,95	37,65
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	3,70	8,20
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾	\$ US/b	35,95	42,80
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	0,74	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,74	0,74

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

2) Afin de refléter plus fidèlement les marges brutes de raffinage et de commercialisation que la Société obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Pour plus de précisions, notamment sur le mode de calcul de l'indice 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 2024 31 mars 2023	
Produits d'exploitation	6 922	6 067
Moins les redevances	(782)	(272)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 140	5 795
Bénéfice avant impôt sur le résultat	1 371	1 477
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(6)	13
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 365	1 490
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	2 443	2 588
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 448	1 778

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 premier trimestre de 2024, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 1,365 G\$, en baisse par rapport à celui de 1,490 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la hausse des redevances découlant de l'augmentation des prix obtenus pour le bitume et par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de ventes et l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut lourd.

Volumés de production

(en kb/j)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Production de bitume du secteur Sables pétrolifères		
Débit de traitement du bitume des installations de valorisation	692,1	634,0
Production de bitume non valorisé	240,0	177,3
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	932,1	811,3
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel		
Secteur Sables pétrolifères ¹⁾	374,6	332,7
Syncrude ¹⁾	197,9	184,9
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne ^{2),3)}	(27,5)	(19,8)
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	545,0	497,8
Bitume non valorisé		
Secteur Sables pétrolifères	120,3	109,9
Fort Hills	177,6	74,7
Syncrude	—	5,2
Transferts entre actifs ⁴⁾	(57,9)	(12,5)
Production de bitume non valorisé	240,0	177,3
Volumés de production du secteur Sable pétrolifères mis en marché		
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	545,0	497,8
Bitume non valorisé	240,0	177,3
Total des volumés de production du secteur Sables pétrolifères	785,0	675,1

- 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 unités 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 premier trimestre de 2024, les volumés de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 14 800 b/j de produits consommés à l'interne, dont 9 700 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 4 400 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 premier trimestre de 2024, les transferts entre actifs de produits valorisés consistent en 9 900 b/j de pétrole brut synthétique, qui ont été transférés des installations du secteur Sables pétrolifères vers Syncrude.
- 4) Pour le premier trimestre de 2024, les transferts entre actifs de produits non valorisés consistent en 16 100 b/j de bitume qui ont été transférés des installations du secteur Sables pétrolifères vers Syncrude et de 41 800 b/j de bitume, qui ont été transférés de Fort Hills vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 932 100 b/j au premier trimestre de 2024 par rapport à 811 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse de la production de bitume en valeur absolue à Fort Hills et par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills, ainsi que par l'augmentation de la production de bitume enregistrée par le secteur Sables pétrolifères, y compris la production record de Firebag.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 545 000 b/j pour le premier trimestre de 2024, comparativement à 497 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, la production du trimestre à l'étude reflétant la solide performance des actifs liés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétant l'incidence des travaux de maintenance non planifiés. Tirant parti de la connectivité des actifs régionaux de Suncor et de l'augmentation du rendement observée grâce à la charge d'alimentation en bitume de Fort Hills, le taux d'utilisation de l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères a atteint un record de 107 % au premier trimestre de 2024, comparativement à 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que l'usine de valorisation de Syncrude a affiché un taux d'utilisation de 96 % au premier trimestre de 2024, contre 90 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les transferts entre actifs ont atteint 67 800 b/j au premier trimestre de 2024, ce qui rend compte de l'intégration accrue des actifs régionaux du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La hausse est principalement attribuable aux 41 800 b/j de bitume qui ont été transférés depuis Fort Hills vers l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et aux 16 100 b/j de bitume produit aux installations *in situ* qui ont été transférés vers Syncrude.

La production de bitume non valorisé commercialisable de la Société s'est accrue pour s'établir à 240 000 b/j au premier trimestre de 2024, contre 177 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la hausse de la production de bitume en valeur absolue susmentionnée.

Volumes de ventes

(en kb/j)	2024	Trimestres clos les 31 mars 2023
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	550,3	504,0
Bitume non valorisé	233,8	174,1
Total	784,1	678,1

Au premier trimestre de 2024, les volumes de ventes de pétrole brut synthétique et de diesel ont augmenté pour s'établir à 550 300 b/j, en comparaison de 504 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des volumes de production au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de ventes de bitume non valorisé ont augmenté pour s'établir à 233 800 b/j au premier trimestre de 2024, en comparaison de 174 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète principalement la hausse des volumes de production de bitume non valorisé commercialisable au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (en \$/b)	2024	Trimestres clos les 31 mars 2023
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	90,97	98,87
Bitume non valorisé	65,11	51,50
Prix moyen du pétrole brut	83,24	86,71
Prix moyen du pétrole brut, par rapport au WTI	(20,55)	(16,18)

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

Au premier trimestre de 2024, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la faiblesse des écarts entre le prix du SYN et le prix du WTI au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, facteur en partie contrebalancé par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd.

Redevances

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

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères a augmenté au premier trimestre de 2024 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation de la participation directe de la Société ainsi que de l'intensification des activités minières et de la production à Fort Hills, en partie contrebalancées par la baisse des coûts des marchandises et par la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance au cours du trimestre à l'étude. Se reporter à la rubrique « Charges d'exploitation décaissées » ci-dessous pour obtenir plus de précisions sur les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actifs.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	2 482	2 421
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 278	1 372
Coûts non liés à la production ³⁾	37	(51)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(105)	(142)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾	1 210	1 179
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	494,9	442,6
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	26,85	29,60
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	613	349
Coûts non liés à la production ³⁾	(67)	(54)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(15)	(17)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾	531	278
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	177,6	74,7
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	32,85	41,40
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	656	751
Coûts non liés à la production ³⁾	(6)	(58)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(8)	(4)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾	642	689
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	197,9	190,1
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	35,70	40,25

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 premier trimestre 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 (65) M\$. Au cours du premier trimestre de 2023, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (51) M\$.

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 ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 26,85 \$ au premier trimestre de 2024, en comparaison de 29,60 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable à l'accroissement de la production, à la baisse des prix du gaz naturel et à la diminution des coûts des autres marchandises, facteurs partiellement contrebalancés par la plus grande proportion de bitume des installations de Fort Hills qui a été acheminée et valorisée à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et par la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire qui a résulté de la baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ de Fort Hills ont diminué pour s'établir à 32,85 \$ au premier trimestre de 2024, en comparaison de 41,40 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement des volumes de

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.

production accrue en valeur absolue, en partie contrebalancées par l'intensification des activités minières découlant de la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont diminué pour s'établir à 35,70 \$ au premier trimestre de 2024, en comparaison de 40,25 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance au cours du trimestre à l'étude et de l'accroissement des volumes de production.

Travaux de maintenance planifiés

D'importants travaux de révision planifiés sont prévus à l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétroliers au deuxième trimestre de 2024. Après la clôture du premier trimestre, la Société a amorcé et achevé des travaux de maintenance planifiés à Fort Hills. De plus, d'importants travaux de révision à Syncrude, qui ont commencé au premier trimestre de 2024, devraient s'achever au deuxième trimestre de 2024. L'incidence de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2024.

Transactions sur actifs

Le 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	
	2024	31 mars 2023
Produits d'exploitation ¹⁾	765	734
Moins les redevances ¹⁾	(142)	(86)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	623	648
Bénéfice avant impôt sur le résultat	274	375
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	274	375
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	467	491
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	325	353

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 de la Société. Les produits du premier trimestre de 2024 tiennent compte d'une majoration de 119 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 62 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 57 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 68 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 35 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 33 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

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 274 M\$ pour le premier trimestre de 2024, en baisse comparativement à celui de 375 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 et par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancées par l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et par la hausse des volumes de ventes du secteur E&P Canada.

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.

Volumes

(kb/j)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
E&P Canada	46,7	46,7
E&P International	3,6	20,3
Production totale	50,3	67,0
Total des volumes de ventes	63,3	68,7

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis à 50 300 b/j au premier trimestre de 2024, en comparaison de 67 000 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, cette baisse s'expliquant principalement par la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni et par l'absence de production provenant de White Rose, partiellement contrebalancées par l'ajout de la production de Terra Nova, dont la mise en service a continué de s'intensifier.

Les volumes de ventes totaux du secteur E&P se sont établis à 63 300 b/j au premier trimestre de 2024, en comparaison de 68 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des mêmes facteurs ayant influé sur les volumes de production ainsi que d'un prélèvement plus grand sur les stocks pour le secteur E&P Canada au cours du premier trimestre de 2024 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, attribuable au calendrier des ventes acheminées par navire.

Prix obtenus ¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (\$/b)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
E&P Canada	107,52	101,11
E&P International ²⁾	—	113,82

- 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 premier 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 premier trimestre de 2024, les redevances du secteur E&P, compte non tenu de l'incidence de la Libye, ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix obtenus et de l'augmentation des volumes de ventes.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du premier trimestre de 2024 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le redémarrage de la production à Terra Nova et par le prélèvement sur les stocks au cours du trimestre à l'étude, facteurs partiellement contrebalancés par la cession du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection au premier 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.

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

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

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

Raffinage et commercialisation

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Produits d'exploitation	7 613	7 173
Bénéfice avant impôt sur le résultat	1 114	993
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte latente sur les activités de gestion des risques	4	5
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 118	998
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	1 306	1 194
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 138	1 069

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 1,118 G\$ pour le premier trimestre de 2024, en comparaison de 998 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse du résultat d'exploitation ajusté tient principalement à la production accrue 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 premier 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	
	2024	31 mars 2023
Pétrole brut traité (kb/j)		
Est de l'Amérique du Nord	216,5	203,9
Ouest de l'Amérique du Nord	238,8	163,8
Total	455,3	367,7
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)		
Est de l'Amérique du Nord	98	92
Ouest de l'Amérique du Nord	98	67
Total	98	79
Ventes de produits raffinés (kb/j)		
Essence	243,5	208,3
Distillat	260,1	232,7
Autres	77,4	73,8
Total	581,0	514,8
Production des raffineries ²⁾ (kb)	44 074	35 583
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») ³⁾ (\$/b)	46,65	55,45
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ³⁾ (\$/b)	45,75	59,15
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)	7,15	8,15

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 s'est établi à 455 300 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 98 % au premier trimestre de 2024, contre 367 700 b/j et 79 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les taux d'utilisation élevés dans l'ensemble des raffineries au cours du trimestre à l'étude et par l'incidence du redémarrage des activités à la raffinerie de Commerce City de la Société au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent à la suite de la panne causée par un événement météorologique.

Les ventes de produits raffinés au premier trimestre de 2024 ont atteint un niveau record de 581 000 b/j, en comparaison de 514 800 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique par l'importante production des raffineries et 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 ¹⁾

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

- Calculées selon la méthode DEPS ²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué pour s'établir à 45,75 \$/b au premier trimestre de 2024, en comparaison de 59,15 \$/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 et à une proportion accrue de volumes de ventes à l'exportation, 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 94 % des marges réalisées pour le premier trimestre de 2024 comparativement à l'indice 5-2-2-1 de Suncor.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 46,65 \$/b au premier trimestre de 2024, en baisse comparativement à celles de 55,45 \$/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 premier 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 ²⁾, s'est traduite par un profit de 40 M\$. Au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'évaluation selon la méthode PEPS avait donné lieu à une perte de 131 M\$, ce qui représente une incidence favorable de 171 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été moins élevés au premier trimestre de 2024 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance au cours du trimestre à l'étude, qui s'explique par les travaux de maintenance non planifiés qui ont été exécutés à la raffinerie de Commerce City au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ainsi que de la baisse des coûts des intrants des marchandises.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril ¹⁾ ont diminué pour s'établir à 7,15 \$ au premier trimestre de 2024, en comparaison de 8,15 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation de la production des raffineries.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de révision planifiés ont été amorcés aux raffineries de la Société situées à Montréal et à Sarnia et ils devraient être achevés au deuxième trimestre de 2024. Les prévisions de la Société pour 2024 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

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

Siège social et éliminations

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Perte avant impôt sur le résultat	(539)	(131)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :		
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	220	3
Profit sur cession importante	—	(302)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	(319)	(430)
<i>Siège social</i>	(196)	(437)
<i>Éliminations – profit intersectoriel (éliminé) réalisé</i>	(123)	7
Fonds affectés à l'exploitation ajustés ¹⁾	(398)	(533)
Flux de trésorerie déficitaires ¹⁾	(404)	(546)

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 196 M\$ au premier trimestre de 2024, en comparaison de 437 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution de la perte s'explique surtout par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation au premier 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 premier trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2024, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 74 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 58 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'unité Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Au premier trimestre de 2024, la Société a éliminé un profit intersectoriel de 123 M\$, en comparaison d'un profit réalisé de 7 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le report du profit intersectoriel au premier 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 398 M\$ au premier trimestre de 2024, en comparaison de 533 M\$ au premier 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.

4. Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Charge d'impôt exigible	649	738
Recouvrement d'impôt différé	(39)	(76)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le bénéfice net	610	662
Moins (le recouvrement) la charge d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(11)	38
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	621	624
Taux d'impôt effectif	27,5 %	24,4 %

La charge d'impôt sur le résultat a diminué au premier trimestre de 2024 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution du bénéfice au premier trimestre de 2024. Au premier 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 avant tout par les pertes de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et par d'autres éléments permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt.

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)	Maintenance et entretien ¹⁾	Investissements économiques ²⁾	Trimestres clos les	
			31 mars 2024	31 mars 2023
			Total	Total
Sables pétrolifères				
<i>Usine de base du secteur Sables pétrolifères</i>	196	257	453	302
<i>Activités in situ</i>	15	104	119	126
<i>Fort Hills</i>	64	80	144	90
<i>Syncrude</i>	149	64	213	240
E&P ³⁾	—	135	135	132
R&C	147	20	167	125
Siège social et éliminations	3	3	6	13
	574	663	1 237	1 028
Intérêts sur la dette incorporés à l'actif			74	58
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection			1 311	1 086

- 1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.
- 2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.
- 3) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le premier trimestre de 2024, comparativement à 42 M\$ pour le premier trimestre de 2023.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,237 G\$ au cours du premier trimestre de 2024, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 1,028 G\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation est principalement attribuable aux investissements économiques accrus relatifs au remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 et à la nouvelle centrale de cogénération de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ainsi qu'à l'ouverture de la deuxième mine North Pit et à l'achat de camions à Fort Hills.

L'activité du premier 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 453 M\$ au premier trimestre de 2024 et ont été affectées aux dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques relatives au remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 et à la progression des investissements dans la centrale à faibles émissions de carbone en remplaçant les chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération. Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ont été principalement affectées à l'achat de matériel minier, aux travaux de révision planifiés et à d'autres projets de maintenance.

Pour le premier trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 119 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 premier trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 144 M\$ et ont été affectées aux investissements économiques liés à l'ouverture de la deuxième fosse Nord et à l'achat de camions de transport. Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ont été surtout affectées à la conception, à la progression et à l'exécution de projets de gestion des résidus.

Pour le premier trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 213 M\$ et représentaient principalement des dépenses affectées aux importants travaux de révision planifiés qui ont débuté au premier trimestre, à l'aménagement d'installations de gestion des résidus et au remplacement de matériel minier. 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 premier trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 135 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 premier trimestre de 2024, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 167 M\$, se rapportaient principalement au programme de maintenance planifiée de la Société.

Siège social et éliminations

Au premier 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	31 mars 2023
Rendement du capital investi (RCI) ^{1),2)} (%)	15,0	17,8
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	1,0	0,9
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	26,5	29,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	23,3	28,2
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ¹⁾ (%)	17,7	23,7

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

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 2,464 G\$ pour le trimestre clos le 31 mars 2024, en hausse comparativement à ceux de 1,729 G\$ inscrits au 31 décembre 2023. Les entrées de trésorerie au premier trimestre de 2024 sont attribuables aux flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de la Société et à l'augmentation de la dette à court terme, dont le montant a été supérieur aux dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, au paiement de dividendes et aux rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »).

Au 31 mars 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 4,796 G\$ au 31 mars 2024, comparativement à 4,957 G\$ au 31 décembre 2023. La diminution des facilités de crédit disponibles s'explique par l'augmentation de la dette à court terme.

Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement et de la liquidité demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue du contexte commercial. 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 soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 mars 2024, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 26,5 % (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 31 mars 2024
Dette totale ¹⁾ à l'ouverture de la période	15 407
Augmentation de la dette à long terme	—
Augmentation de la dette à court terme	221
Augmentation de l'obligation locative	189
Paiements de loyers	(98)
Incidence du change sur la dette et autres	230
Dette totale ¹⁾ au 31 mars 2024	15 949
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 mars 2024	2 464
Dette nette ¹⁾ au 31 mars 2024	13 485

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

La dette totale de la Société a augmenté au premier trimestre de 2024, en raison surtout de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2023, de la hausse de la dette à court terme et des contrats de location conclus au cours de la période, facteurs en partie contrebalancés par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du trimestre.

Au 31 mars 2024, la dette nette de Suncor s'élevait à 13,485 G\$, contre 13,678 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)	31 mars 2024
Actions ordinaires	1 287 014
Options sur actions ordinaires – exerçables	12 260
Options sur actions ordinaires – non exerçables	2 489

Au 6 mai 2024, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 284 914 159 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 12 352 945. 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 6 mai 2024, conformément à son offre publique de rachat, Suncor a racheté 7 478 390 actions ordinaires sur le marché libre, soit 0,6 % de ses actions ordinaires au 12 février 2024, pour 379 M\$, à un prix moyen pondéré de 50,71 \$ 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	
	2024	31 mars 2023
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	6 438	19 936
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	45,53	43,85
Coût du rachat d'actions	293	874

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 trimestre clos le 31 mars 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.

7. Données financières trimestrielles

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat et des fonds provenant de l'exploitation ajustés trimestriels de Suncor sont touchées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises et des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change ainsi que par d'autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme des incidents liés à l'exploitation.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022
Production totale (kb/j)								
Sables pétrolifères	785,0	757,4	646,1	679,1	675,1	688,1	646,0	641,5
Exploration et production	50,3	50,7	44,4	62,8	67,0	75,0	78,1	78,7
Production en amont totale	835,3	808,1	690,5	741,9	742,1	763,1	724,1	720,2
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	455,3	455,9	463,2	394,4	367,7	440,0	466,6	389,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits bruts	13 305	13 589	13 911	12 434	12 272	14 754	15 869	17 815
Redevances	(924)	(779)	(1 262)	(715)	(358)	(834)	(925)	(1 680)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 381	12 810	12 649	11 719	11 914	13 920	14 944	16 135
Autres produits (pertes)	148	1 328	(13)	(3)	342	(65)	113	69
	12 529	14 138	12 636	11 716	12 256	13 855	15 057	16 204
Bénéfice net (perte nette)	1 610	2 820	1 544	1 879	2 052	2 741	(609)	3 996
Par action ordinaire – de base (en dollars)	1,25	2,18	1,19	1,44	1,54	2,03	(0,45)	2,84
Par action ordinaire – dilué (en dollars)	1,25	2,18	1,19	1,43	1,54	2,03	(0,45)	2,83
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 817	1 635	1 980	1 253	1 809	2 432	2 565	3 814
Par action ordinaire ^{2),3)} (en dollars)	1,41	1,26	1,52	0,96	1,36	1,81	1,88	2,71
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	3 169	4 034	3 634	2 655	3 002	4 189	4 473	5 345
Par action ordinaire ^{2),3)} (en dollars)	2,46	3,12	2,80	2,03	2,26	3,11	3,28	3,80
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 787	4 318	4 184	2 803	1 039	3 924	4 449	4 235
Par action ordinaire ³⁾ (en dollars)	2,16	3,34	3,22	2,14	0,78	2,91	3,26	3,01
RCI ²⁾ (% sur 12 mois)	15,0	15,6	15,8	12,8	17,8	19,4	17,5	19,4
RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ²⁾ (% sur 12 mois)	15,0	15,6	15,8	16,3	21,6	22,9	21,0	18,2
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividendes par action ordinaire ³⁾	0,55	0,55	0,52	0,52	0,52	0,52	0,47	0,47
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	49,99	42,45	46,71	38,86	41,96	42,95	38,90	45,16
Bourse de New York (\$ US)	36,91	32,04	34,38	29,32	31,05	31,73	28,15	35,07

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.

- 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.
- 3) De base par action.

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	76,95	78,35	82,20	73,75	76,10	82,65	91,65	108,40
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	83,25	84,05	86,70	78,35	81,25	88,65	100,95	113,75
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	14,10	12,55	11,15	14,75	18,40	17,70	17,95	11,65
MSW à Edmonton	\$ CA/b	92,20	99,70	107,80	95,10	99,05	110,05	116,85	137,80
WCS à Hardisty	\$ US/b	57,60	56,45	69,30	58,70	51,35	57,00	71,75	95,60
Écart léger/lourd brut entre le WTI et le WCS	\$ US/b	(19,35)	(21,90)	(12,90)	(15,05)	(24,75)	(25,65)	(19,90)	(12,80)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	(7,40)	0,30	2,80	2,90	2,10	4,15	8,80	6,05
Condensat à Edmonton	\$ US/b	72,80	76,25	77,90	72,35	79,85	83,40	87,35	108,35
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	2,20	2,15	2,50	2,35	3,05	4,90	4,15	6,90
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	99,30	81,60	151,60	159,80	142,00	213,95	221,40	122,45
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	27,05	28,60	39,95	32,30	36,70	52,75	46,70	60,05
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,80	17,10	27,45	28,60	31,55	39,20	43,30	49,40
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	26,85	29,35	55,90	37,30	37,40	50,70	57,30	63,45
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	27,95	23,00	39,10	29,15	37,65	40,20	41,85	52,55
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	3,70	4,75	7,45	7,70	8,20	8,55	8,10	7,80
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾	\$ US/b	35,95	33,45	36,00	34,20	42,80	51,90	45,45	51,45
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	0,74	0,73	0,75	0,74	0,74	0,74	0,77	0,78
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,74	0,76	0,74	0,76	0,74	0,74	0,73	0,78

- 1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 clos le 31 mars 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 31 mars 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 31 mars 2024, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 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.

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 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2024	2023
Ajustements du résultat net			
Bénéfice net		7 853	8 180
Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		27	818
Charges d'intérêts nettes		526	633
Résultat net ajusté ¹⁾	A	8 406	9 631
Capital investi – début de l'exercice			
Dette nette ²⁾		15 714	15 421
Capitaux propres		39 949	38 274
		55 663	53 695
Capital investi – fin de l'exercice			
Dette nette ²⁾		13 485	15 714
Capitaux propres		44 308	39 949
		57 793	55 663
Capital moyen investi	B	56 158	54 171
RCI ³⁾ (%)	A/B	15,0	17,8

1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 725 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2024 et à 1,713 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 mars 2023.

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

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

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés

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

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du rapport de gestion ou du rapport aux actionnaires trimestriel, selon le cas, pour le trimestre visé, ces informations étant intégrées par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR+ à www.sedarplus.ca.

Trimestres clos les 31 mars (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	1 371	1 477	274	375	1 114	993	(539)	(131)	—	—	2 220	2 714
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 185	1 138	170	127	244	220	29	31	—	—	1 628	1 516
Charge de désactualisation	126	114	16	17	3	2	—	—	—	—	145	133
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	220	3	—	—	220	3
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	2	27	3	(25)	25	28	—	—	—	—	30	30
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	—	—	(1)	—	(11)	(3)	(302)	—	—	(3)	(314)
Rémunération fondée sur des actions	(171)	(60)	3	1	(78)	(27)	(128)	(117)	—	—	(374)	(203)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(112)	(124)	(2)	(2)	(9)	(7)	—	—	—	—	(123)	(133)
Autres	42	16	3	(1)	7	(4)	23	(17)	—	—	75	(6)
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(649)	(738)	(649)	(738)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 443	2 588	467	491	1 306	1 194	(398)	(533)	(649)	(738)	3 169	3 002
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											(382)	(1 963)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											2 787	1 039

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 31 mars (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	2 443	2 588	467	491	1 306	1 194	(398)	(533)	(649)	(738)	3 169	3 002
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(995)	(810)	(142)	(138)	(168)	(125)	(6)	(13)	—	—	(1 311)	(1 086)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	1 448	1 778	325	353	1 138	1 069	(404)	(546)	(649)	(738)	1 858	1 916

1) Excluent des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant pour le premier trimestre de 2024, comparativement à 42 M\$ pour le premier trimestre de 2023.

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	
	2024	31 mars 2023
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation		
Produits d'exploitation	7 613	7 173
Achats de pétrole brut et de produits	(5 588)	(5 354)
	2 025	1 819
Autres produits (pertes)	74	156
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(42)	(2)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	2 057	1 973
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 074	35 583
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	46,65	55,45
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	(40)	131
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	2 017	2 104
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	45,75	59,15
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	618	650
Coûts non liés au raffinage	(303)	(360)
Charges d'exploitation de raffinage	315	290
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	44 074	35 583
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	7,15	8,15

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

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS sur le résultat net du secteur R&C

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

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

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

Dettes nette et dette totale

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2024	31 décembre 2023
Dettes à court terme	721	494
Tranche courante de la dette à long terme	—	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	378	348
Dettes à long terme	11 295	11 087
Obligations locatives à long terme	3 555	3 478
Dettes totales	15 949	15 407
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	2 464	1 729
Dettes nettes	13 485	13 678
Capitaux propres	44 308	43 279
Dettes totales majorées des capitaux propres	60 257	58 686
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	26,5	26,3
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres (%)	23,3	24,0
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	17,7	18,5

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2024				31 mars 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	2 062	4 860	6 922	6 922	1 235	4 832	6 067	6 067
Autres produits (pertes)	59	(4)	55	55	124	(9)	115	115
Achats de pétrole brut et de produits	(557)	(72)	(629)	(629)	(337)	(71)	(408)	(408)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(22)	(94)	(116)		(105)	(108)	(213)	
Montant brut réalisé	1 542	4 690	6 232		917	4 644	5 561	
Frais de transport et de distribution	(158)	(134)	(292)	(292)	(109)	(161)	(270)	(270)
Prix obtenu	1 384	4 556	5 940		808	4 483	5 291	
Volumes de ventes (kb)	21 280	50 077	71 357		15 668	45 361	61 029	
Prix obtenu par baril	65,11	90,97	83,24		51,50	98,87	86,71	

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 mars 2024				31 mars 2023			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	609	156	765	184	458	92	734
Frais de transport et de distribution	—	(23)	(2)	(25)	(5)	(14)	(2)	(21)
Prix obtenu	—	586	154		179	444	90	
Volumes de ventes (kb)	—	5 432			1 574	4 389		
Prix obtenu par baril	—	107,52			113,82	101,11		

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 de la Société. Les produits du premier trimestre de 2024 tiennent compte d'une majoration de 119 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 62 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 57 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du premier trimestre de 2023 tiennent compte d'une majoration de 68 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 35 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 33 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

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

T1 Trimestre clos le 31 mars

WTI West Texas Intermediate

WCS Western Canadian Select

SYN Cours de référence du pétrole brut synthétique

MSW Mélange non corrosif mixte

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 révision à Syncrude et les travaux de révision planifiés aux raffineries de la société à Montréal et à Sarnia seront achevés au cours du deuxième trimestre de 2024 et les importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétroliers seront exécutés au deuxième trimestre de 2024;
- l'attente de Suncor selon laquelle la conception et la construction in situ de nouvelles plateformes de forage permettront de maintenir les niveaux de production actuels;
- les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2024, de l'ordre de 6,3 G\$ à 6,5 G\$, notamment l'avis de la direction de Suncor selon lequel elle disposera de sources de financement suffisantes pour financer ces dépenses et combler ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement et des liquidités compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs devrait l'aider à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- les énoncés concernant l'offre publique de rachat de la Société, notamment le montant, le calendrier et les modalités des rachats effectués dans le cadre de celle-ci, le fait que, selon le cours des actions ordinaires de la Société et d'autres facteurs déterminants, le rachat d'actions ordinaires de la Société pourrait s'avérer un investissement intéressant et avantageux pour la Société et ses actionnaires, et l'attente selon laquelle la décision d'attribuer de la trésorerie au rachat d'actions ne compromettra pas la stratégie à long terme de la Société.

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon significative de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs. Le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment. Les résultats financiers et le rendement d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétroliers, 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 et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Produits des activités ordinaires et autres produits		
Produits bruts (note 4)	13 305	12 272
Moins les redevances	(924)	(358)
Autres produits (note 5)	148	342
	12 529	12 256
Charges		
Achats de pétrole brut et de produits	4 358	4 069
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 440	3 424
Frais de transport et de distribution	410	391
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 628	1 516
Prospection	59	42
Profit à la cession d'actifs (note 11)	(3)	(314)
Charges financières (note 7)	417	414
	10 309	9 542
Bénéfice avant impôt	2 220	2 714
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat		
Exigible	649	738
Différé	(39)	(76)
	610	662
Bénéfice net	1 610	2 052
Autres éléments du résultat global		
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net:		
Ajustement au titre des écarts de conversion	(16)	52
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net:		
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 13)	399	42
Autres éléments du résultat global	383	94
Total du résultat global	1 993	2 146
Par action ordinaire (en dollars) (note 8)		
Bénéfice net — de base et dilué	1,25	1,54
Dividendes en trésorerie	0,55	0,52

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

(en millions de dollars)	31 mars 2024	31 décembre 2023
Actif		
Actif courant		
Trésorerie et équivalents de trésorerie	2 464	1 729
Créances	6 651	5 735
Stocks	5 356	5 365
Impôt sur le résultat à recevoir	399	980
Total de l'actif courant	14 870	13 809
Immobilisations corporelles, montant net	67 003	67 650
Prospection et évaluation	1 758	1 758
Autres actifs	2 008	1 710
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	3 510	3 528
Impôt sur le résultat différé	79	84
Total de l'actif	89 228	88 539
Passif et capitaux propres		
Passif courant		
Dette à court terme	721	494
Tranche courante des obligations locatives à long terme	378	348
Dettes fournisseurs et charges à payer	7 734	7 731
Tranche courante des provisions	964	983
Impôt à payer	19	41
Total du passif courant	9 816	9 597
Dette à long terme (note 7)	11 295	11 087
Obligations locatives à long terme	3 555	3 478
Autres passifs à long terme	1 139	1 488
Provisions (note 12)	11 026	11 610
Impôt sur le résultat différé	8 089	8 000
Capitaux propres	44 308	43 279
Total du passif et des capitaux propres	89 228	88 539

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

	Trimestres clos les 31 mars	
(en millions de dollars)	2024	2023
Activités d'exploitation		
Bénéfice net	1 610	2 052
Ajustements au titre des éléments suivants :		
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 628	1 516
Recouvrement d'impôt différé	(39)	(76)
Charge de désactualisation (note 7)	145	133
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains (note 7)	220	3
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	30	30
Profit à la cession d'actifs (note 11)	(3)	(314)
Rémunération fondée sur des actions	(374)	(203)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(123)	(133)
Autres	75	(6)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(382)	(1 963)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 787	1 039
Activités d'investissement		
Dépenses en immobilisations et frais de prospection	(1 311)	(1 086)
Dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente	—	(42)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise (note 11)	—	(712)
Produit de la cession d'actifs (note 11)	8	737
Autres placements	(1)	(19)
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	(31)	(119)
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 335)	(1 241)
Activités de financement		
Augmentation nette de la dette à court terme	221	962
Remboursement sur la dette à long terme	—	(5)
Paiements au titre des obligations locatives	(98)	(82)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	130	36
Rachat d'actions ordinaires (note 9)	(293)	(874)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(4)	(4)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(702)	(690)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(746)	(657)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et équivalents de trésorerie	706	(859)
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie	29	7
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à l'ouverture de la période	1 729	1 980
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la clôture de la période	2 464	1 128
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie		
Intérêts payés	136	159
Impôt sur le résultat payé	25	1 231

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	—	—	—	2 052	2 052	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	52	—	52	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 12 \$	—	—	—	42	42	—
Total du résultat global	—	—	52	2 094	2 146	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	35	1	—	—	36	832
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(334)	—	—	(540)	(874)	(19 936)
Variation du passif au titre des engagements de rachat d'actions	(20)	—	—	(21)	(41)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	5	—	—	5	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(690)	(690)	—
Au 31 mars 2023	21 938	577	1 026	16 408	39 949	1 318 367
Au 31 décembre 2023	21 661	569	1 048	20 001	43 279	1 290 100
Bénéfice net	—	—	—	1 610	1 610	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(16)	—	(16)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 126 \$ (note 13)	—	—	—	399	399	—
Total du résultat global	—	—	(16)	2 009	1 993	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	151	(21)	—	—	130	3 352
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 9)	(108)	—	—	(185)	(293)	(6 438)
Variation du passif au titre des engagements de rachat d'actions (note 9)	(25)	—	—	(77)	(102)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	3	—	—	3	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(702)	(702)	—
Au 31 mars 2024	21 679	551	1 032	21 046	44 308	1 287 014

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

(non audité)

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

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary en Alberta (Canada). Les activités de Suncor sont reliées à la mise en valeur, à la production et la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière extracôtière, au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis, et à son réseau de distribution des ventes au détail et en gros Petro-Canada^{MC} (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir sobre en carbone en misant sur l'électricité et les carburants renouvelables. Elle exerce également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité. Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la TSX et à la NYSE sous le symbole SU.

L'adresse du siège social de la Société est la suivante : 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3.

2. Base d'établissement

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondés sur les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et ont été établis conformément à la Norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire*. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 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^{er} 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^{er} janvier 2024, et la première application n'a eu aucune incidence significative sur ses 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 31 mars (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
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	4 938	4 384	765	734	7 603	7 156	(1)	(2)	13 305	12 272
Produits intersectoriels	1 984	1 683	—	—	10	17	(1 994)	(1 700)	—	—
Moins les redevances	(782)	(272)	(142)	(86)	—	—	—	—	(924)	(358)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 140	5 795	623	648	7 613	7 173	(1 995)	(1 702)	12 381	11 914
Autres produits	55	115	6	32	74	156	13	39	148	342
	6 195	5 910	629	680	7 687	7 329	(1 982)	(1 663)	12 529	12 256
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	629	408	—	—	5 588	5 354	(1 859)	(1 693)	4 358	4 069
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 482	2 421	141	133	618	650	199	220	3 440	3 424
Frais de transport et de distribution	292	270	25	21	103	109	(10)	(9)	410	391
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 185	1 138	170	127	244	220	29	31	1 628	1 516
Prospection	57	35	2	7	—	—	—	—	59	42
Profit à la cession d'actifs	—	—	—	(1)	—	(11)	(3)	(302)	(3)	(314)
Charges financières	179	161	17	18	20	14	201	221	417	414
	4 824	4 433	355	305	6 573	6 336	(1 443)	(1 532)	10 309	9 542
Bénéfice (perte) avant impôt	1 371	1 477	274	375	1 114	993	(539)	(131)	2 220	2 714
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	649	738
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	(39)	(76)
	—	—	—	—	—	—	—	—	610	662
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	1 610	2 052
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ¹⁾	995	810	142	138	168	125	6	13	1 311	1 086

1) Exclut les dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 42 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 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 31 mars (en millions de dollars)	2024			2023		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	4 860	—	4 860	4 832	—	4 832
Bitume	2 062	—	2 062	1 235	—	1 235
	6 922	—	6 922	6 067	—	6 067
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	609	156	765	458	271	729
Gaz naturel	—	—	—	—	5	5
	609	156	765	458	276	734
Raffinage et commercialisation						
Essence	2 990	—	2 990	2 818	—	2 818
Distillat	3 961	—	3 961	3 786	—	3 786
Autres	662	—	662	569	—	569
	7 613	—	7 613	7 173	—	7 173
Siège social et éliminations						
	(1 995)	—	(1 995)	(1 702)	—	(1 702)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	13 149	156	13 305	11 996	276	12 272

5. Autres produits

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Activités de négociation de l'énergie et de gestion des risques	56	279
Produit financier et produits d'intérêts	39	59
Produit d'assurance et autres	53	4
	148	342

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 31 mars	
	2024	2023
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	3	5
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	156	96
	159	101

7. Charges financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Intérêts sur la dette	181	197
Intérêts sur les obligations locatives	56	46
Intérêts incorporés à l'actif	(74)	(58)
Charges d'intérêts	163	185
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	12	12
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	6	6
Charge de désactualisation	145	133
Perte de change sur la dette libellée en dollars américains	220	3
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	(129)	75
	417	414

8. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 mars	
	2024	2023
Bénéfice net	1 610	2 052
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 288	1 329
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	2	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 290	1 331
(en dollars par action ordinaire)		
Bénéfice de base et dilué par action	1,25	1,54

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.

Au cours du premier trimestre de 2024, la Société a racheté 3,4 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat précédente de 2023 et 3,0 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat renouvelée de 2024, au prix moyen de 45,53 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 293 M\$.

Après le premier trimestre de 2023, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat afin de racheter des actions ordinaires de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 132 900 000 actions ordinaires, soit environ 10 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor.

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les	
	2024	31 mars 2023
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	6 438	19 936
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	108	334
Résultats non distribués	185	540
Coût des rachats d'actions	293	874

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

(en millions de dollars)	31 mars 2024	31 décembre 2023
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	85	60
Résultats non distribués	167	90
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	252	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	(60)
Règlements en trésorerie – montant versé (reçu) au cours de l'exercice	20
Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2024	(60)

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

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

- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 mars 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 31 mars 2024, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	38	72	—	110
Dettes fournisseurs	(140)	(30)	—	(170)
	(102)	42	—	(60)

Au cours du premier 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 31 mars 2024, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 11,3 G\$ (11,1 G\$ au 31 décembre 2023) et sa juste valeur, à 11,1 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.

Siège social

Vente d'actifs éoliens et solaires

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

12. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a diminué de 561 M\$ pour le trimestre clos le 31 mars 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 trimestre clos le 31 mars 2024, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel s'est établi à 399 M\$ (déduction faite de l'impôt de 126 M\$), essentiellement en raison du taux d'actualisation de 4,90 % (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)	31 mars 2024	Pour les trimestres clos les			31 mars 2023	Exercice clos le 31 déc. 2023
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023		
Produits bruts	13 305	13 589	13 911	12 434	12 272	52 206
Moins les redevances	(924)	(779)	(1 262)	(715)	(358)	(3 114)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 381	12 810	12 649	11 719	11 914	49 092
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat						
Sables pétroliers	1 371	2 660	1 407	1 267	1 477	6 811
Exploration et production	274	133	227	956	375	1 691
Raffinage et commercialisation	1 114	598	1 274	518	993	3 383
Siège social et éliminations	(539)	(1)	(774)	(390)	(131)	(1 296)
Charge d'impôt sur le résultat	(610)	(570)	(590)	(472)	(662)	(2 294)
Bénéfice net	1 610	2 820	1 544	1 879	2 052	8 295
Résultat d'exploitation ajusté ^{A)}						
Sables pétroliers	1 365	1 526	1 670	1 281	1 490	5 967
Exploration et production	274	133	227	349	375	1 084
Raffinage et commercialisation	1 118	598	1 277	494	998	3 367
Siège social et éliminations	(319)	(42)	(518)	(359)	(430)	(1 349)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(621)	(580)	(676)	(512)	(624)	(2 392)
Total	1 817	1 635	1 980	1 253	1 809	6 677
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ^{A)}						
Sables pétroliers	2 443	2 651	2 929	2 557	2 588	10 725
Exploration et production	467	228	372	521	491	1 612
Raffinage et commercialisation	1 306	811	1 482	781	1 194	4 268
Siège social et éliminations	(398)	10	(368)	(655)	(533)	(1 546)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(649)	334	(781)	(549)	(738)	(1 734)
Total	3 169	4 034	3 634	2 655	3 002	13 325
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(382)	284	550	148	(1 963)	(981)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 787	4 318	4 184	2 803	1 039	12 344
Par action ordinaire						
Bénéfice net – de base	1,25	2,18	1,19	1,44	1,54	6,34
Bénéfice net – dilué	1,25	2,18	1,19	1,43	1,54	6,33
Résultat d'exploitation ajusté ^{A),B)}	1,41	1,26	1,52	0,96	1,36	5,10
Dividendes en trésorerie ^{B)}	0,55	0,55	0,52	0,52	0,52	2,11
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{A),B)}	2,46	3,12	2,80	2,03	2,26	10,19
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{B)}	2,16	3,34	3,22	2,14	0,78	9,44
Distributions aux actionnaires						
Dividendes versés sur les actions ordinaires	702	704	676	679	690	2 749
Rachat d'actions ordinaires	293	375	300	684	874	2 233
Total des distributions aux actionnaires	995	1 079	976	1 363	1 564	4 982
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)						
Sables pétroliers	995	1 068	1 175	1 043	810	4 096
Exploration et production ^{C)}	142	161	187	182	138	668
Raffinage et commercialisation	168	305	195	377	125	1 002
Siège social et éliminations	6	18	20	11	13	62
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	1 311	1 552	1 577	1 613	1 086	5 828

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) Comprend les montants de base par action.

C) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 66 M\$ au deuxième trimestre de 2023 et de 42 M\$ au premier trimestre de 2023.

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

Données financières et d'exploitation complémentaires

Sommaire trimestriel des résultats financiers (suite)

(non audité)

	31 mars 2024	Exercices clos les			31 mars 2023
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	
Rendement du capital investi (RCI) ^{A)} (%)	15,0	15,6	15,8	12,8	17,8
RCI – compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ^{A)} (%)	15,0	15,6	15,8	16,3	21,6

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.

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				Exercice clos le	
	31 mars 2024	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2023
Sables pétroliers						
Volumes de production (kb/j)						
Total de la production de bitume du secteur Sables pétroliers	932,1	866,2	787,0	814,3	811,3	819,8
Volumes de production du secteur Sables pétroliers^{A)}						
Activités du secteur Sables pétroliers – pétrole brut synthétique, diesel et autres produits	374,6	288,9	288,9	350,2	332,7	314,9
Activités du secteur Sables pétroliers – Bitume	120,3	171,5	121,6	89,9	109,9	123,4
Syncrude – pétrole brut synthétique, diesel et bitume	197,9	208,1	200,0	171,5	190,1	192,6
Fort Hills – bitume	177,6	154,1	86,1	110,2	74,7	106,4
Transferts et consommation entre actifs	(85,4)	(65,2)	(50,5)	(42,7)	(32,3)	(47,7)
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers	785,0	757,4	646,1	679,1	675,1	689,6
Sables pétroliers – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel						
Activités du secteur Sables pétroliers	374,6	288,9	288,9	350,2	332,7	314,9
Syncrude	197,9	206,7	200,0	171,4	184,9	190,9
Transferts entre les actifs et consommation	(27,5)	(19,9)	(19,6)	(16,6)	(19,8)	(18,8)
Total du secteur Sables pétroliers – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	545,0	475,7	469,3	505,0	497,8	487,0
Sables pétroliers – bitume non valorisé						
Activités du secteur Sables pétroliers	120,3	171,5	121,6	89,9	109,9	123,4
Fort Hills	177,6	154,1	86,1	110,2	74,7	106,4
Syncrude	—	1,4	—	0,1	5,2	1,7
Transferts entre les actifs	(57,9)	(45,3)	(30,9)	(26,1)	(12,5)	(28,9)
Total du secteur Sables pétroliers – production de bitume non valorisé	240,0	281,7	176,8	174,1	177,3	202,6
Volumes de production du secteur Sables pétroliers destinés au marché						
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	545,0	475,7	469,3	505,0	497,8	487,0
Bitume non valorisé	240,0	281,7	176,8	174,1	177,3	202,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers	785,0	757,4	646,1	679,1	675,1	689,6
Volumes de ventes du secteur Sables pétroliers (kb/j)						
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	550,3	457,3	474,1	511,5	504,0	486,6
Bitume non valorisé	233,8	277,5	181,6	163,6	174,1	199,4
Total des volumes de ventes du secteur Sables pétroliers	784,1	734,8	655,7	675,1	678,1	686,0
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1),B)} (en millions de dollars)						
Charges décaissées	1 107	1 199	1 020	1 082	1 024	4 325
Gaz naturel	103	107	80	84	155	426
	1 210	1 306	1 100	1 166	1 179	4 751
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1),B)} (\$/b)*						
Charges décaissées	24,55	28,30	27,00	27,00	25,70	27,05
Gaz naturel	2,30	2,50	2,15	2,10	3,90	2,65
	26,85	30,80	29,15	29,10	29,60	29,70
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),B),C)} (en millions de dollars)						
Charges décaissées	505	382	331	301	260	1 274
Gaz naturel	26	16	13	14	18	61
	531	398	344	315	278	1 335
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),B),C)} (\$/b)*						
Charges décaissées	31,20	26,95	41,80	29,95	38,80	32,85
Gaz naturel	1,65	1,15	1,60	1,45	2,60	1,55
	32,85	28,10	43,40	31,40	41,40	34,40
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),B)} (en millions de dollars)						
Charges décaissées	620	629	592	647	655	2 523
Gaz naturel	22	19	17	18	34	88
	642	648	609	665	689	2 611
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),B)} (\$/b)*						
Charges décaissées	34,45	32,85	32,20	41,45	38,25	35,90
Gaz naturel	1,25	1,00	0,95	1,15	2,00	1,25
	35,70	33,85	33,15	42,60	40,25	37,15

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 (trimestre clos le 31 mars), la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. 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.

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}	31 mars 2024	Trimestres clos les			Exercice clos le	
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2023
Bitume non valorisé (\$/b)						
Prix moyen obtenu	72,52	70,76	97,75	77,93	58,49	75,78
Redevances	(10,41)	(10,62)	(15,44)	(10,07)	(3,88)	(10,16)
Frais de transport et de distribution	(7,41)	(7,79)	(8,40)	(8,02)	(6,99)	(7,81)
Charges d'exploitation nettes	(22,74)	(17,91)	(21,46)	(21,65)	(22,92)	(20,56)
Revenus d'exploitation nets	31,96	34,44	52,45	38,19	24,70	37,25
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)						
Prix moyen obtenu	93,64	100,97	109,80	99,14	102,40	103,02
Redevances	(11,19)	(8,80)	(19,56)	(9,64)	(4,66)	(10,60)
Frais de transport et de distribution	(2,67)	(4,65)	(2,61)	(3,78)	(3,53)	(3,62)
Charges d'exploitation nettes	(34,49)	(40,96)	(37,42)	(38,66)	(38,72)	(38,92)
Revenus d'exploitation nets	45,29	46,56	50,21	47,06	55,49	49,88
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)						
Prix moyen obtenu	87,34	89,56	106,46	94,00	91,13	95,10
Redevances	(10,96)	(9,49)	(18,42)	(9,74)	(4,46)	(10,48)
Frais de transport et de distribution	(4,10)	(5,84)	(4,21)	(4,81)	(4,42)	(4,83)
Charges d'exploitation nettes	(30,98)	(32,26)	(33,00)	(34,54)	(34,67)	(33,58)
Revenus d'exploitation nets	41,30	41,97	50,83	44,91	47,58	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	31 mars 2024	Trimestres clos les			31 mars 2023	Exercice clos le 31 déc. 2023
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023		
Volumes de production						
E&P Canada (kb/j)	46,7	45,3	39,8	45,9	46,7	44,4
E&P International (kb/j)	3,6	5,4	4,6	16,9	20,3	11,7
Total des volumes de production (kb/j)	50,3	50,7	44,4	62,8	67,0	56,1
Total des volumes de ventes (kb/j)	63,3	29,2	42,7	71,6	68,7	52,9
Revenus d'exploitation nets^{A),B)}						
E&P Canada (\$/b)						
Prix moyen obtenu	111,73	118,20	120,59	108,44	104,39	111,49
Redevances	(14,68)	(15,10)	(16,33)	(13,46)	(11,60)	(13,82)
Frais de transport et de distribution	(4,21)	(8,69)	(3,38)	(2,63)	(3,28)	(3,87)
Charges d'exploitation	(21,46)	(31,23)	(20,18)	(18,57)	(16,48)	(20,17)
Revenus d'exploitation nets	71,38	63,18	80,70	73,78	73,03	73,63
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/b)						
Prix moyen obtenu	—	—	—	105,63	116,95	112,16
Frais de transport et de distribution	—	—	—	(3,19)	(3,13)	(3,16)
Charges d'exploitation	—	—	—	(19,16)	(12,00)	(15,03)
Revenus d'exploitation nets	—	—	—	83,28	101,82	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.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

	31 mars 2024	Trimestres clos les			Exercice clos le	
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2023
Raffinage et commercialisation						
Ventes de produits raffinés (kb/j)	581,0	575,5	574,1	547,0	514,8	553,1
Pétrole brut traité (kb/j)	455,3	455,9	463,2	394,4	367,7	420,7
Volumes de ventes liées aux activités de vente (ML)	5 108	5 286	5 445	5 073	4 654	20 458
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	98	99	85	79	90
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b)^{A)}	46,65	37,45	50,10	38,10	55,45	45,00
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b)^{A)}	45,75	47,05	42,45	41,10	59,15	47,00
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{A)}	5,00	6,90	5,95	6,35	7,20	6,55
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A),B)}	7,15	7,65	6,20	7,95	8,15	7,45
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{A)}	3,20	4,20	3,10	3,10	3,35	3,45
Est de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	112,6	115,2	112,6	108,9	111,9	112,2
Distillat	118,4	110,1	101,1	104,0	102,0	104,3
Total des ventes de carburants de transport	231,0	225,3	213,7	212,9	213,9	216,5
Produits pétrochimiques						
Asphalte	15,8	17,6	22,5	18,9	14,7	18,4
Autres	24,6	21,9	19,4	21,2	28,7	22,9
Total des ventes de produits raffinés	285,1	272,9	264,2	267,5	268,8	268,4
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	216,5	217,8	215,4	212,3	203,9	212,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	98	97	96	92	96
Ouest de l'Amérique du Nord						
Ventes de produits raffinés (kb/j)						
Carburants de transport						
Essence	130,9	129,0	126,0	111,2	96,4	115,8
Distillat	141,7	141,3	145,9	140,4	130,7	139,6
Total des ventes de carburants de transport	272,6	270,3	271,9	251,6	227,1	255,4
Asphalte	5,4	11,6	19,3	9,7	2,4	10,8
Autres	17,9	20,7	18,7	18,2	16,5	18,5
Total des ventes de produits raffinés	295,9	302,6	309,9	279,5	246,0	284,7
Approvisionnement en brut et raffinage						
Brut traité aux raffineries (kb/j)	238,8	238,1	247,8	182,1	163,8	208,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	98	102	75	67	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 ^{A),B)}

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

Pour les trimestres clos les	31 mars 2024			31 décembre 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	2 062	4 860	6 922	2 646	4 341	6 987
Autres produits (pertes)	59	(4)	55	1 374	(11)	1 363
Achats de pétrole brut et de produits	(557)	(72)	(629)	(820)	(29)	(849)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(22)	(94)		(1 395)	(52)	
Montant brut réalisé	1 542	4 690		1 805	4 249	
Redevances	(222)	(560)	(782)	(271)	(370)	(641)
Frais de transport et de distribution	(158)	(134)	(292)	(199)	(195)	(394)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{C)}	(582)	(1 900)	(2 482)	(573)	(1 823)	(2 396)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	98	174		116	100	
Charges d'exploitation nettes	(484)	(1 726)		(457)	(1 723)	
Revenus d'exploitation nets	678	2 270		878	1 961	
Volumes de ventes (kb)	21 280	50 077		25 529	42 070	
Revenus d'exploitation nets par baril	31,96	45,29		34,44	46,56	

Pour les trimestres clos les	30 septembre 2023			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	1 891	4 912	6 803	1 446	4 732	6 178
Autres (pertes) produits	(5)	1	(4)	26	(31)	(5)
Achats de pétrole brut et de produits	(274)	(43)	(317)	(327)	(34)	(361)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	22	(82)		15	(52)	
Montant brut réalisé	1 634	4 788		1 160	4 615	
Redevances	(258)	(853)	(1 111)	(150)	(449)	(599)
Frais de transport et de distribution	(140)	(114)	(254)	(119)	(176)	(295)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(426)	(1 787)	(2 213)	(386)	(1 913)	(2 299)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	66	154		63	114	
Charges d'exploitation nettes	(360)	(1 633)		(323)	(1 799)	
Revenus d'exploitation nets	876	2 188		568	2 191	
Volumes de ventes (kb)	16 711	43 620		14 887	46 550	
Revenus d'exploitation nets par baril	52,45	50,21		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.

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 ^{A),B)}

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

Pour le trimestre clos le	31 mars 2023		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 235	4 832	6 067
Autres produits (pertes)	124	(9)	115
Achats de pétrole brut et de produits	(337)	(71)	(408)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(105)	(108)	
Montant brut réalisé	917	4 644	
Redevances	(61)	(211)	(272)
Frais de transport et de distribution	(109)	(161)	(270)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{C)}	(474)	(1 947)	(2 421)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	115	190	
Charges d'exploitation nettes	(359)	(1 757)	
Revenus d'exploitation nets	388	2 515	
Volumes de ventes (kb)	15 668	45 361	
Revenus d'exploitation nets par baril	24,70	55,49	

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2023		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	7 218	18 817	26 035
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 ²⁾	(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 ^{C)}	(1 859)	(7 470)	(9 329)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	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	
Revenus d'exploitation nets par baril	37,25	49,88	

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 (trimestre clos le 31 mars), la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. 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 Exploration et production ^{A),B)}

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

Pour les trimestres clos les	31 mars 2024				31 décembre 2023			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	609	156	765	—	259	236	495
Redevances	—	(80)	(62)	(142)	—	(33)	(105)	(138)
Frais de transport et de distribution	—	(23)	(2)	(25)	—	(19)	(3)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	—	(128)	(13)	(141)	(5)	(75)	(17)	(97)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	—	11			5	6		
Revenus d'exploitation nets	—	389			—	138		
Volumes de ventes (kb)	—	5 432			—	2 191		
Revenus d'exploitation nets par baril	—	71,38			—	63,18		

Pour les trimestres clos les	30 septembre 2023				30 juin 2023			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	423	224	647	122	549	142	813
Redevances	—	(57)	(94)	(151)	—	(68)	(48)	(116)
Frais de transport et de distribution	—	(12)	—	(12)	(4)	(13)	(4)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	—	(83)	(19)	(102)	(27)	(103)	(13)	(143)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	—	13			5	9		
Revenus d'exploitation nets	—	284			96	374		
Volumes de ventes (kb)	—	3 504			1 155	5 065		
Revenus d'exploitation nets par baril	—	80,70			83,28	73,78		

Pour le trimestre clos le	31 mars 2023			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	184	458	92	734
Redevances	—	(51)	(35)	(86)
Frais de transport et de distribution	(5)	(14)	(2)	(21)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(26)	(81)	(26)	(133)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	7	9		
Revenus d'exploitation nets	160	321		
Volumes de ventes (kb)	1 574	4 389		
Revenus d'exploitation nets par baril	101,82	73,03		

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.

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

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

(non audité)

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

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

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2023			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁽⁴⁾⁽⁵⁾	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 ⁶⁾	17	37		
Revenus d'exploitation nets	256	1 117		
Volumes de ventes (kb)	2 729	15 149		
Revenus d'exploitation nets par baril	93,97	73,63		

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.

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	31 mars 2024	Trimestres clos les				31 mars 2023	Exercice clos le 31 déc. 2023
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023		
Produits d'exploitation	7 613	8 053	8 570	7 272	7 173	31 068	
Achats de pétrole brut et de produits	(5 588)	(6 448)	(6 268)	(5 797)	(5 354)	(23 867)	
	2 025	1 605	2 302	1 475	1 819	7 201	
Autres produits (pertes)	74	81	(26)	13	156	224	
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	(42)	(11)	(4)	(33)	(2)	(50)	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	2 057	1 675	2 272	1 455	1 973	7 375	
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	44 074	44 756	45 342	38 214	35 583	163 895	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	46,65	37,45	50,10	38,10	55,45	45,00	
(Profit) perte au titre de la méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque ^{B)}	(40)	431	(348)	116	131	330	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	2 017	2 106	1 924	1 571	2 104	7 705	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	45,75	47,05	42,45	41,10	59,15	47,00	
Marge brute liée aux activités de vente							
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	2 057	1 675	2 272	1 455	1 973	7 375	
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 802)	(1 311)	(1 948)	(1 133)	(1 639)	(6 031)	
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	255	364	324	322	334	1 344	
Volumes de ventes (ML)	5 108	5 286	5 445	5 073	4 654	20 458	
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	5,00	6,90	5,95	6,35	7,20	6,55	
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage et des charges d'exploitation liées aux activités de vente							
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	618	694	610	604	650	2 558	
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),10)}	165	222	170	157	156	705	
Moins les autres charges d'exploitation ^{D),11)}	138	129	159	143	204	635	
Charges d'exploitation de raffinage ^{A),D)}	315	343	281	304	290	1 218	
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	44 074	44 756	45 342	38 214	35 583	163 895	
Charges d'exploitation de raffinage (\$/bbl) ^{A),D)}	7,15	7,65	6,20	7,95	8,15	7,45	
Volumes de ventes (ML)	5 108	5 286	5 445	5 073	4 654	20 458	
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A)}	3,20	4,20	3,10	3,10	3,35	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^{A),12)}

(\$ US/b, sauf indication contraire) (moyenne pour les trimestres et la période de douze mois clos les)	31 mars 2024	Trimestres clos les			31 mars 2023	Exercice clos le 31 déc. 2023
		31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023		
Pétrole brut WTI à Cushing	76,95	78,35	82,20	73,75	76,10	77,60
Pétrole brut SYN à Edmonton	69,55	78,65	85,00	76,65	78,20	79,60
WCS à Hardisty	57,60	56,45	69,30	58,70	51,35	59,00
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	27,05	28,60	39,95	32,30	36,70	34,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	19,80	17,10	27,45	28,60	31,55	26,15
Valeur du produit						
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %	41,60	42,80	48,85	42,40	44,80
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)}	40 %	38,70	38,20	43,85	40,95	41,50
WTI	20 %	15,40	15,65	16,45	14,75	15,50
Facteur saisonnier		6,50	6,50	5,00	6,50	5,75
		102,20	103,15	114,15	103,10	109,85
Valeur du pétrole brut						
SYN	40 %	27,80	31,45	34,00	30,65	31,85
WCS	40 %	23,05	22,60	27,70	23,50	23,60
WTI	20 %	15,40	15,65	16,45	14,75	15,50
		66,25	69,70	78,15	68,90	67,05
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor		35,95	33,45	36,00	34,20	42,80
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{A)}		48,50	45,55	48,25	45,95	57,85

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 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 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 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



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