



2025

Rapport annuel

Notre vision est d'être le plus important fournisseur d'énergie au Canada, respecté pour nos employés, notre rendement, notre durabilité et nos relations qui, ensemble, créent des contributions à valeur ajoutée à la société, aux collectivités, aux clients et aux actionnaires.

Table des matières

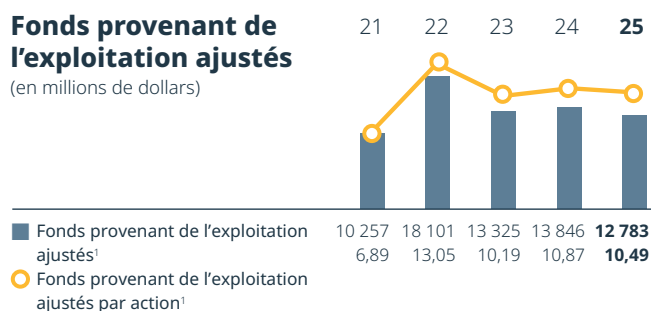
Faits saillants de 2025	1
Message aux actionnaires	2
Mises en garde	8
Rapport de gestion	10
Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	68
Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière	69
Rapport de l'auditeur indépendant	70
États financiers consolidés audités et notes annexes	72
Données financières et d'exploitation complémentaires	112
Données sur la négociation des actions	136
Équipe de direction et membres du conseil	137



Faits saillants de 2025

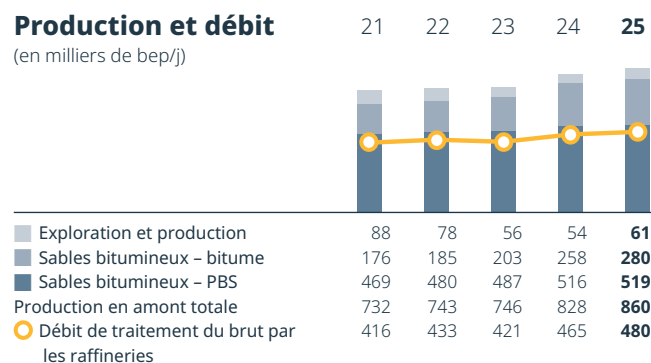
Fonds provenant de l'exploitation ajustés

(en millions de dollars)



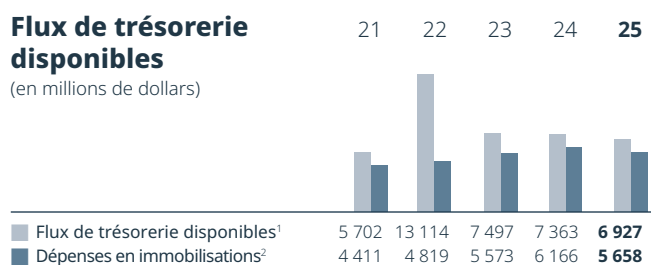
Production et débit

(en milliers de bep/j)



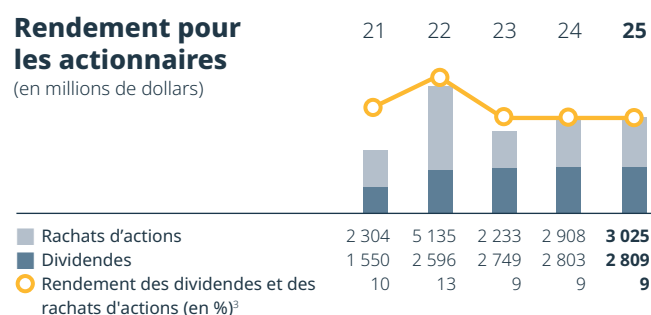
Flux de trésorerie disponibles

(en millions de dollars)



Rendement pour les actionnaires

(en millions de dollars)



Rendements optimisés pour les actionnaires

- > Fonds provenant de l'exploitation ajustés de 12,8 G\$ et flux de trésorerie disponibles de 6,9 G\$
- > Redistribution de 5,8 G\$ aux actionnaires sous forme de rachats d'actions de 3 G\$ et de dividendes de 2,8 G\$
- > Hausse du dividende trimestriel par action d'environ 5 %
- > Redistribution de 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires au moyen de rachats d'actions

Mise à profit de l'intégration régionale pour optimiser la valeur

- > Production totale en amont record de 860 000 b/j et taux d'utilisation des installations de valorisation record de 99 %
- > Production record du secteur Sables bitumineux de 799 000 b/j, incluant une production record à Firebag et Fort Hills
- > Débit de raffinage record de 480 000 b/j, incluant un taux d'utilisation record à Montréal et à Sarnia
- > Ventes de produits raffinés records de 623 000 b/j, incluant de nouveaux records trimestriels pour chaque trimestre

Objectifs de la Journée des investisseurs atteints un an plus tôt que prévu

- > Hausse de la production en amont de 114 000 b/j par rapport à 2023
- > Hausse des flux de trésorerie disponibles normalisés⁴ de plus de 3,3 G\$ par rapport à 2023
- > Réduction du seuil de rentabilité basé sur le WTI⁵ de plus de 10 \$ US par baril par rapport à 2023
- > Réduction des dépenses en immobilisations à 5,7 G\$

¹ Mesures financières hors PCGR ou contient des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique Mises en garde de ce rapport annuel et du rapport de gestion de Suncor daté du 25 février 2026.
² Exclut les intérêts capitalisés pour toutes les périodes présentées. Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 millions \$ en 2023 et de 133 millions \$ en 2022.

³ Les dividendes et les rachats d'actions par action divisés par le prix moyen annuel de l'action.

⁴ Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique Mises en garde de ce rapport annuel et du rapport aux actionnaires de Suncor pour le quatrième trimestre de 2025, daté du 3 février 2026.

⁵ Mesure financière complémentaire. Se reporter à la rubrique Mises en garde du présent rapport annuel.

Message aux actionnaires



Rich Kruger Président et chef de la direction

Une entreprise Suncor plus forte, prête à en offrir plus

Au cours des trois dernières années, Suncor a fait l'objet d'une transformation fondamentale. Nous avons rebâti l'entreprise brique par brique – **leadership, stratégie, structure et culture**. Mais surtout, nous avons rétabli la confiance ainsi que notre crédibilité en faisant exactement ce que nous avons promis.

Ce travail s'est concrétisé en des résultats records trimestre après trimestre, aboutissant au meilleur rendement global de l'histoire de Suncor. Qu'il s'agisse de la **sécurité**, de **l'intégrité opérationnelle**, de la **fiabilité des actifs** ou de la **rentabilité**, nous avons réalisé en 2025 nos meilleurs résultats à ce jour à l'échelle de l'entreprise. Et le marché l'a remarqué. Suncor s'est classée première dans notre groupe de pairs en 2024 et deuxième en 2025 pour le rendement du cours de l'action, avec une augmentation du cours de l'action de 44 % sur deux ans.

Ces résultats ne sont pas le fruit du hasard. Ils sont attribuables à des priorités claires, un accent soutenu sur les éléments fondamentaux et une culture d'équipe orientée sur les résultats et à haut rendement pour offrir de la valeur aux actionnaires. Aujourd'hui, notre crédibilité ne repose

pas sur des promesses, mais bien sur des résultats. La confiance, en affaires et dans la vie, repose sur le respect des engagements, et Suncor a prouvé qu'elle était une entreprise qui fait exactement cela.

Tandis que Suncor amorce sa prochaine phase, notre haut rendement a créé des attentes encore plus élevées, et j'en suis heureux. Chaque résultat record devient un nouveau seuil à atteindre pour la prochaine année. Avec les bonnes personnes, les bons systèmes et une feuille de route éloquent en matière d'exécution, nous sommes prêts à en offrir plus.



La confiance, en affaires et dans la vie, repose sur le respect des engagements, et Suncor a prouvé qu'elle était une entreprise qui fait exactement cela.

Établir une nouvelle norme d'excellence

Tout commence par la sécurité

L'ensemble de notre parcours d'amélioration a commencé avec la sécurité, l'indicateur le plus clair de la discipline opérationnelle. Un solide rendement en matière de sécurité est la base de l'excellence opérationnelle. Vous ne pouvez pas avoir l'un sans l'autre. En un peu plus de trois ans, nous sommes passés du pire au meilleur, et en 2025, nous avons connu notre année la plus sécuritaire à ce jour pour la troisième année consécutive.

Le rendement en matière de sécurité personnelle a atteint des niveaux records en 2025, avec une diminution des blessures consignées de 15 % et des incidents avec perte de temps de 42 %. Le rendement en matière de sécurité opérationnelle a aussi été le meilleur à ce jour, plaçant Suncor dans le décile supérieur de ses pairs nord-américains.

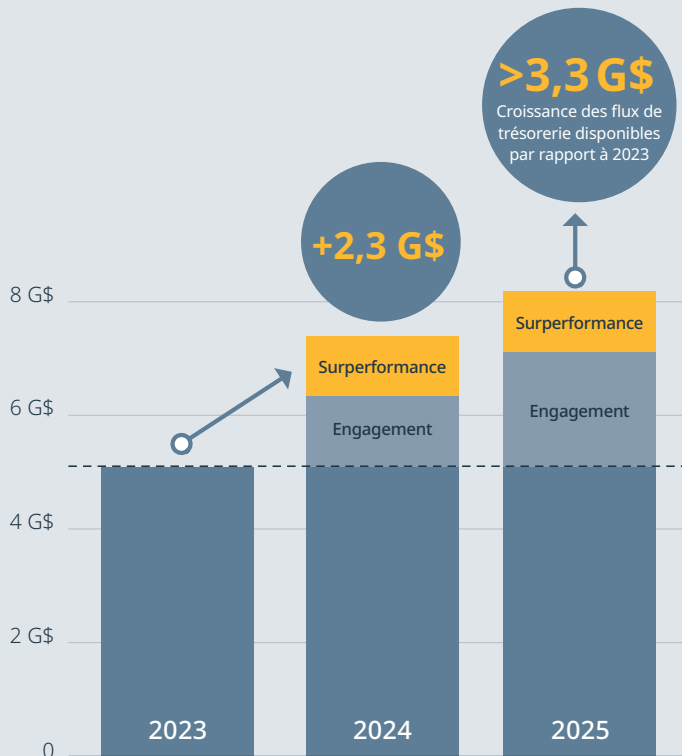
Monter la barre en 2025

Cette même discipline a été adoptée dans nos opérations, où nous avons connu un rendement record à l'échelle de notre chaîne de valeur intégrée en 2025. Le taux d'utilisation des actifs a atteint les niveaux les plus élevés dans l'histoire de l'entreprise – installations de valorisation à 99 % et raffineries à 103 %, bien au-delà des points de repère de l'industrie. La production en amont s'est établie en moyenne à 860 000 barils par jour, le débit de raffinage a dépassé les 480 000 barils par jour et les ventes de produits raffinés ont grimpé à plus de 623 000 barils par jour. Notre équipe Approvisionnement et échanges a maximisé la capture des marges pour ces volumes supplémentaires, grâce à un placement de produits efficace.

Les dépenses en immobilisations en 2025 ont été réduites à 5,7 milliards \$, surpassant la médiane de nos perspectives initiales de 540 millions \$, tout en exécutant notre plan

Flux de trésorerie disponibles normalisés

Objectifs de la Journée des investisseurs atteints un an à l'avance



Faits saillants de 2025

- ✓ Hausse de la production en amont de 114 000 b/j par rapport à 2023
- ✓ Hausse de la production en aval de 60 000 b/j par rapport à 2023
- ✓ Réduction du seuil de rentabilité basé sur le WTI de plus de 10 \$ US par baril par rapport à 2023
- ✓ Atteinte de l'objectif de dépenses en immobilisations de 5,7 G\$
- ✓ Rendements pour les actionnaires de 5,8 G\$ (rendement comptant de 9 %)

Note : Sur une base normalisée, supposant un environnement commercial où le prix du WTI est de 75 \$ US, comme annoncé lors de la Journée des investisseurs en mai 2024



commercial comme prévu. Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux sont demeurés stables à 13,2 milliards \$ pour l'année, démontrant un levier d'exploitation continu, combinant la fiabilité et la croissance du volume à une discipline soutenue en matière de coûts.

Tous ces résultats se sont traduits en rendements aux actionnaires de 5,8 milliards \$, avec 2,8 milliards \$ en dividendes et 3 milliards \$ en rachats d'actions. Nous avons augmenté notre dividende de 5 % en novembre et racheté des actions à un taux stable de 250 millions \$ par mois de janvier à novembre, augmentant à 275 millions \$ en décembre – un niveau que nous prévoyons maintenir en 2026.

Nous avons réalisé ce profil de rendement constant pendant une année de grande volatilité des prix du pétrole, avec le WTI fluctuant entre 55 \$ US et 80 \$ US le baril, soulignant la résilience de notre modèle intégré et notre engagement envers nos actionnaires. Ce rendement a trouvé un fort écho auprès du marché, favorisant une appréciation du prix des actions de 19 % en 2025 – surpassant de 14 % la moyenne du groupe de pairs de Suncor composé de 11 entreprises.

Trois en deux

Pour mettre ce rendement en contexte, nous revenons à notre Journée des investisseurs de 2024 où nous avons présenté un plan triennal ambitieux et audacieux – 3,3 milliards \$ en flux de trésorerie disponibles normalisés additionnels, une réduction du seuil de rentabilité de l'entreprise basé sur le WTI de 10 \$ US par baril, une croissance de la production de plus de 100 000 barils par jour, des dépenses en immobilisations réduites à 5,7 milliards \$, une réduction de la dette nette à 8 milliards \$ et la redistribution de 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires.

Après une première année d'exécution exceptionnelle et l'atteinte de notre cible de dette nette neuf mois à l'avance, j'ai mis l'entreprise au défi d'accélérer la réalisation du reste du plan. Un an plus tard, nous avons atteint chacune de ces cibles – un an complet plus tôt que prévu. La vitesse et l'étendue des améliorations apportées à l'échelle de l'entreprise ont dépassé toutes les attentes.



Suncor représente un investissement fondamental – une entreprise basée sur des actifs intégrés à longue durée de vie, la résilience financière, l'excellence opérationnelle et l'exécution disciplinée. Une action destinée à être conservée dans tous les cycles, le fondement de tout portefeuille. Une entreprise conçue pour gagner.

Une conception axée sur le rendement

Comment faisons-nous cela? Avec un leadership décisif et solide, des priorités claires et focalisées, une structure organisationnelle efficace et une culture d'équipe orientée sur les résultats et à haut rendement.

L'élément central de ces efforts a été l'adoption à l'échelle de l'entreprise de notre Système de gestion de l'excellence opérationnelle (SGEO), un guide composé de vingt et un processus de travail de base élaboré sur les fondements de l'amélioration continue et présentant en détail comment atteindre l'excellence opérationnelle basée sur les pratiques exemplaires de l'industrie. Le SGEO nous a fait passer de la variabilité de chaque installation à une uniformité à l'échelle de l'entreprise, nous permettant d'offrir en 2025 un niveau d'uniformité inégalé dans l'histoire de notre entreprise. La prévisibilité est devenue l'un de nos meilleurs avantages concurrentiels.

En même temps, nous avons rétabli les attentes et les responsabilités à l'échelle de tous les secteurs avec un seul tableau de pointage à l'échelle de l'entreprise, conçu pour bâtir

une entreprise fondée sur le mérite et axée sur les résultats qui est alignée de haut en bas. Le rendement de chaque employé, de la première ligne au chef de la direction, est évalué selon huit paramètres abordant la **sécurité, l'intégrité opérationnelle, la fiabilité des actifs et la rentabilité** – les facteurs essentiels qui contribuent aux rendements à long terme pour les actionnaires. La rémunération a suivi, avec une participation des employés salariés à une rémunération à long terme basée sur les actions passant de moins des deux tiers à presque 90 %.

Les employés à tous les niveaux prennent désormais les choses en main, en identifiant de manière proactive les occasions et en remettant en question les contraintes. Cela a aidé à réduire structurellement notre seuil global (incluant le dividende et le capital), faisant passer Suncor du tiers supérieur au tiers inférieur à l'échelle mondiale, renforçant notre résilience dans des environnements à faibles prix tout en amplifiant les rendements lorsque les prix augmentent. Cette discipline constitue la base de la durabilité et l'uniformité de notre dividende et de nos rachats d'actions, renforçant la confiance des actionnaires dans tous les cycles.



Dividendes

2,8 G\$

en dividendes versés



Dividendes

Hausse de

5 %

au quatrième trimestre



Rachats d'actions

Total racheté de

3,0 G\$



Rachats d'actions

4,4 %

d'actions rachetées



Dividendes et rachats d'actions

Rendement comptant de

9 %



Fonds excédentaires

100 %

redistribués aux actionnaires



Nous avons également redéfini l'excellence en matière d'exécution de projets. À notre unité de valorisation 1 de l'usine de base, le remplacement de huit tambours à coke, mesurant chacun 100 pieds de hauteur et pesant près de 300 tonnes, a été effectué 24 jours plus tôt que prévu et a coûté 14 % de moins que le financement de 1,2 milliard \$. Ce projet a prolongé les intervalles des arrêts planifiés de cinq à six ans et a amélioré la fiabilité à long terme, démontrant notre capacité à exécuter des mégaprojets de calibre mondial de manière sécuritaire, efficace et précise.

L'exécution disciplinée continue à produire des résultats à l'échelle de notre portefeuille. La première extraction de minerais dans le cadre du projet d'agrandissement de la mine de Mildred Lake Ouest a eu lieu en avril 2025, six mois plus tôt que prévu et à un coût de 100 millions \$ de moins que le financement, libérant 730 millions de barils de bitume. À Fort Hills, l'achèvement du plan d'amélioration de la mine sur trois ans a permis à l'actif d'atteindre sa cible d'utilisation de 90 % en 2025, positionnant l'actif pour un rendement plus solide dans le futur.

Prédire, c'est gagner

Nous continuons à monter la barre, à réduire les écarts et à élever la fiabilité de notre modèle intégré, réalisant des flux de trésorerie plus stables et de plus grande qualité. Cette fiabilité touche la façon dont nous redistribuons la valeur aux actionnaires – des dividendes durables et croissants en premier, des rachats d'actions constants en deuxième, et un solide bilan en tout temps.

Pour nous, compétitionner et gagner signifie que nous devons performer de manière prévisible, au sommet de l'industrie, dans chaque condition de marché. Suncor représente un investissement fondamental – une entreprise basée sur des actifs intégrés à longue durée de vie, la résilience financière, l'excellence opérationnelle et l'exécution disciplinée. Une action destinée à être conservée dans tous les cycles, le fondement de tout portefeuille. Une entreprise conçue pour gagner.



Il n'y a pas de ligne d'arrivée en matière d'excellence. Les meilleures d'entreprises ne restent jamais immobiles. Elles réinventent, renouvellent et améliorent constamment leur rendement – c'est ce que les gagnants font.

| L'énergie – l'avantage stratégique durable du Canada

Bien que nous demeurions concentrés sur ce que nous pouvons contrôler, il est encourageant de voir les discussions sur la politique énergétique au Canada évoluer vers une base plus pratique et équilibrée. Plus de perspectives commerciales sont entendues, et il y a une reconnaissance grandissante de l'importance de l'énergie canadienne parmi les décideurs politiques et les Canadiens. La conversation est passée de « si » le Canada devait développer ses ressources à « comment » nous pouvons le faire de façon à renforcer le pays.

Nos actifs des sables bitumineux à faible déclin et à longue durée de vie se classent parmi les sources d'approvisionnement énergétique les plus stables et fiables à l'échelle mondiale. Cette stabilité procure un avantage stratégique durable au Canada, mais seulement si notre pays décide de passer à l'action. Le Canada possède la base de ressources pour être une superpuissance énergétique, mais il doit avoir la volonté nationale de croître et de compétitionner à l'échelle mondiale, avec des politiques fiscales et réglementaires attrayantes pour obtenir le financement nécessaire. Pour une puissance moyenne comme le Canada, fournir une source d'énergie sécuritaire et fiable année après année est notre façon de renforcer notre capacité au pays,

ainsi que notre influence à l'étranger, offrant quelque chose d'extrêmement précieux pour le monde entier.

Et ce n'est pas fini

Devant vous ici aujourd'hui, je suis extrêmement fier de ce que nous avons accompli et encore plus emballé par ce qui nous attend. Il n'y a pas de ligne d'arrivée en matière d'excellence. Les meilleures d'entreprises ne restent jamais immobiles. Elles réinventent, renouvellent et améliorent constamment leur rendement – c'est ce que les gagnants font.

À nos actionnaires, au nom du conseil d'administration de Suncor et de toute l'équipe de Suncor, merci pour votre confiance et votre soutien continu.



Rich Kruger

Président et chef de la direction
Suncor Énergie



Mises en garde

Toute l'information financière contenue dans les sections précédentes du présent rapport annuel est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire, sauf ceux de la Libye, qui sont présentés sur une base économique. Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente. L'utilisation de pareils termes dans les énoncés figurant aux présentes ne signifie pas qu'ils s'appliquent à Suncor Énergie Inc. ou à l'une ou l'autre des sociétés affiliées et n'annule pas le caractère distinct sur le plan commercial de quelque société affiliée que ce soit. Précisons que Suncor Énergie Inc. ne possède et n'exploite directement aucun actif aux États-Unis.

Renseignements prospectifs

La section précédente du présent rapport annuel contient certains renseignements et énoncés de nature prospective (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes) au sens attribué à ce terme par les lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Les énoncés prospectifs 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, y compris 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; 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 des 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 renseignements traitant des attentes ou des projections au sujet de l'avenir, ainsi que les énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses décisions en matière de dépenses et d'investissements prévus et futurs, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats financiers et d'exploitation, 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 », « peut », « futur », « promesse », « prévision », « potentiel », « occasion », « voudrait » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs dans les sections précédentes du présent rapport annuel comprennent des références à ce qui suit : la vision de Suncor; les attentes concernant l'affectation du capital, incluant que Suncor achètera 275 millions \$ en actions par mois en 2026; les bénéfices attendus du SGEO et les intervalles des arrêts planifiés prolongés; les attentes concernant le projet d'agrandissement de Mildred Lake Ouest et qu'il libérera 730 millions de barils de bitume; et la croyance de l'entreprise selon laquelle Fort Hills est positionnée pour atteindre un rendement plus solide dans l'avenir et le fondement d'une telle croyance.

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 importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés prospectifs, le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les facteurs de risque et les autres hypothèses concernant les énoncés prospectifs de Suncor font l'objet d'analyses plus poussées dans le rapport de gestion de Suncor, y compris sous la rubrique Facteurs de risque, ainsi que dans la Notice annuelle la plus récente de la Société datée du 25 février 2026 disponible à www.sedarplus.ca et le formulaire 40-F daté du 26 février 2026 disponible à www.sec.gov, ces facteurs de risque étant intégrés par renvoi aux présentes. Le lecteur est aussi invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose à l'occasion auprès des autorités de réglementation des valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs contenus dans la section précédente sont formulés à la date de ce rapport annuel. 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.

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières utilisées dans la section précédente du présent rapport annuel, à savoir, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les fonds provenant de l'exploitation ajustés par action, les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie disponibles normalisés ne sont pas prescrites par les PCGR. Les mesures financières hors PCGR présentées ici n'ont pas de signification normalisée et il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces mesures hors PCGR ne doivent donc pas être considérées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Toutes les mesures financières hors PCGR sont présentées parce que la direction les utilise pour analyser les activités et le rendement, le niveau d'endettement et la liquidité et qu'elles pourraient être utiles pour les investisseurs.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés sont calculés en tant que flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, excluant les variations du fonds de roulement hors trésorerie. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés par action sont calculés en divisant les fonds provenant de l'exploitation ajustés par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation en 2025. On calcule les flux de trésorerie disponibles en déduisant les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts capitalisés, des fonds provenant de l'exploitation. Les flux de trésorerie disponibles normalisés sont calculés en normalisant les flux de trésorerie disponibles selon un prix du WTI de 75 \$ US.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés et les flux de trésorerie disponibles sont définis dans le rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans le rapport de gestion pour l'exercice se terminant le 31 décembre 2025, et toutes les périodes antérieures font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion pour l'année respective. Les flux de trésorerie disponibles normalisés sont définis et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport aux actionnaires de Suncor pour le quatrième trimestre de 2025, daté du 3 février 2026 (rapport du quatrième trimestre de 2024). Tous les rapprochements mentionnés ci-dessus se trouvent dans la section « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport trimestriel et (ou) du rapport de gestion applicable, qui sont disponibles dans le profil SEDAR+ de la Société à www.sedarplus.ca, chacun des rapprochements étant intégré par renvoi aux présentes.

Le prix du seuil de rentabilité basé sur le WTI est une mesure financière complémentaire qui représente le prix du WTI en dollars américains par baril qui est égal aux coûts d'exploitation de Suncor, au montant du paiement du dividende et aux dépenses en immobilisations de maintien par baril. La direction utilise le prix du seuil de rentabilité basé sur le WTI pour évaluer le rendement de la Société et estime qu'il fournit aux investisseurs de l'information importante concernant l'efficacité et la rentabilité des activités de Suncor.

Réserves

L'information sur les réserves contenue dans le présent document tient compte des participations directes de Suncor (exploitées ou non exploitées) avant déduction des redevances, sans inclure aucun droit de redevances de Suncor, et est présentée en date du 31 décembre 2025. Pour plus d'information sur les réserves de Suncor, incluant les définitions des réserves prouvées et probables, la participation de Suncor, l'emplacement des réserves et les types de produits auxquels il est raisonnable de s'attendre, veuillez consulter la Notice annuelle de Suncor datée du 25 février 2026 disponible à www.sedarplus.ca et à www.sec.gov. Les données sur les réserves sont établies à partir d'évaluations menées par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Rapport de gestion

Le 25 février 2026

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor au 31 décembre 2025 et aux notes annexes. 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 25 février 2026 (la « notice annuelle de 2025 »), 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, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne font pas partie intégrante du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Les références à « nous », « notre », « Suncor » ou « la Société » désignent Suncor Énergie Inc. ainsi que ses filiales et ses partenariats, sauf indication contraire ou si le contexte exige une interprétation différente. Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Mises en garde – Abréviations courantes ».

Rapport de gestion – Table des matières

12	Sommaire des données financières et d'exploitation consolidées
15	Aperçu de Suncor
17	Information financière
21	Résultats sectoriels et analyse
32	Impôt sur le résultat
33	Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2025
36	Données financières trimestrielles
38	Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations
40	Situation financière et situation de trésorerie
45	Méthodes comptables significatives et estimations comptables critiques
47	Facteurs de risque
55	Autres éléments
56	Mises en garde

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière figurant aux présentes a été établie conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »).

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

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

1. Sommaire des données financières et d'exploitation consolidées

Sommaire des données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2025	2024	2023
Produits bruts	52 377	54 881	52 206
Résultat net	5 918	6 016	8 295
par action ordinaire – de base (en dollars)	4,85	4,72	6,34
par action ordinaire – dilué (en dollars)	4,85	4,72	6,33
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾	5 621	6 884	6 677
par action ordinaire ¹⁾²⁾	4,61	5,40	5,10
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	12 783	13 846	13 325
par action ordinaire ¹⁾²⁾	10,49	10,87	10,19
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	12 781	15 960	12 344
par action ordinaire ²⁾	10,48	12,53	9,44
Dividendes versés sur les actions ordinaires	2 809	2 803	2 749
par action ordinaire ²⁾	2,31	2,22	2,11
Rachats d'actions	3 025	2 908	2 233
par action ordinaire ²⁾	2,48	2,28	1,71
Redistribution aux actionnaires³⁾	5 834	5 711	4 982
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 219	1 274	1 308
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 220	1 276	1 310
Dépenses en immobilisations⁴⁾⁵⁾	5 658	6 166	5 573
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	3 162	3 185	3 543
Investissements économiques	2 496	2 981	2 030
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	6 927	7 363	7 497
État de la situation financière (aux 31 décembre)			
Total de l'actif	89 913	89 784	88 539
Dette nette ¹⁾⁶⁾	6 337	6 861	9 852
Total du passif à long terme ⁷⁾	34 579	34 523	35 663

1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

2) De base par action.

3) Comprend les dividendes versés sur les actions ordinaires et les rachats d'actions ordinaires, compte non tenu de l'impôt payé sur les rachats d'actions ordinaires.

4) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 198 M\$ en 2025, de 317 M\$ en 2024 et de 255 M\$ en 2023.

5) Ne tiennent pas compte des dépenses en immobilisations liées aux actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant en 2025 et en 2024 et de 108 M\$ en 2023.

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

7) Tient compte de la dette à long terme, des obligations locatives à long terme, des autres passifs à long terme, des provisions et de l'impôt différé.

Sommaire des données d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Activités en amont			
Volumes de production			
Sables pétrolifères – total de la production de bitume	937,5	907,0	819,8
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	519,1	516,1	487,0
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	280,3	257,7	202,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	799,4	773,8	689,6
Exploration et production (b/j)	60,8	53,8	56,1
Total de la production en amont (b/j)	860,2	827,6	745,7
Taux d'utilisation combinée (%)	99	98	92
Prix de vente moyen obtenu ¹⁾²⁾ (\$/b)			
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	87,79	97,91	99,40
Bitume non valorisé	62,02	72,65	67,97
Prix moyen pondéré du pétrole brut – secteur Sables pétrolifères	78,80	89,41	90,27
Exploration et production – Canada	92,70	107,38	107,62
Exploration et production – International ³⁾	—	—	109,00
Activités en aval			
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	480,3	465,0	420,7
Taux d'utilisation des raffineries ⁴⁾ (%)	103	100	90
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ¹⁾ (\$/b)	37,60	36,40	45,00
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ¹⁾ (\$/b)	39,50	37,00	47,00

- 1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 2) Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances.
- 3) Les prix obtenus pour la production du secteur E&P International excluent la Libye pour toutes les périodes présentées.
- 4) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.

Sommaire des résultats sectoriels

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat			
Sables pétrolières	5 277	6 607	6 811
Exploration et production	526	867	1 691
Raffinage et commercialisation	2 822	2 596	3 383
Siège social et éliminations	(677)	(1 883)	(1 296)
Charge d'impôt sur le résultat	(2 030)	(2 171)	(2 294)
Bénéfice net	5 918	6 016	8 295
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾			
Sables pétrolières	5 302	6 505	5 967
Exploration et production	526	867	1 084
Raffinage et commercialisation	2 858	2 600	3 367
Siège social et éliminations	(1 051)	(813)	(1 349)
Charge d'impôt sur le résultat inclus dans le résultat d'exploitation ajusté	(2 014)	(2 275)	(2 392)
Total	5 621	6 884	6 677
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾			
Sables pétrolières	10 515	11 842	10 725
Exploration et production	1 195	1 610	1 612
Raffinage et commercialisation	3 907	3 538	4 268
Siège social et éliminations	(894)	(679)	(1 546)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(1 940)	(2 465)	(1 734)
Total	12 783	13 846	13 325
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(2)	2 114	(981)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	12 781	15 960	12 344

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

2. Aperçu de Suncor

Suncor Énergie est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique, y compris l'exploitation minière des sables pétrolifères et les activités *in situ*, la valorisation, la production extracôtière, le raffinage de pétrole au Canada et aux États-Unis, la commercialisation et les activités de négociation, ainsi que les réseaux nationaux de vente au détail et de vente en gros Petro-Canada™, fournissant une énergie fiable qui alimente la croissance économique et répond aux besoins des clients au Canada et à l'échelle mondiale. Fortement axée sur la sécurité, l'excellence opérationnelle et la rentabilité, Suncor s'engage à offrir une performance de premier plan dans le secteur et à créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les secteurs d'activité de Suncor.

Stratégie de Suncor

Suncor aspire à devenir le plus important fournisseur d'énergie au Canada, respecté pour ses employés, son rendement, sa durabilité et ses relations qui, ensemble, créent des contributions à valeur ajoutée à la société, aux collectivités, aux clients et aux actionnaires. La Société est en bonne posture pour mettre en œuvre sa stratégie grâce à des atouts concurrentiels tels que son portefeuille inégalé d'actifs intégrés en amont et en aval et son modèle d'affaires, soutenus par de vastes réserves de sables pétrolifères assortis d'une longue durée de vie.

Les principales composantes de la stratégie de Suncor sont les suivantes :

- **Dégager un rendement inégalé dans le secteur en matière de sécurité, d'excellence opérationnelle et de fiabilité** – Suncor vise à réaliser une performance sécuritaire et fiable parmi les meilleures du secteur grâce à l'excellence opérationnelle et à l'harmonisation de ses actifs en fonction de ses compétences et de ses avantages concurrentiels dans le but de maximiser la valeur.
- **Mettre en place une structure de coûts garantissant une stabilité financière dans un environnement commercial où le prix du WTI est inférieur à 45 \$ US** – Chez Suncor, chaque baril et chaque dollar comptent, et la Société continue d'axer ses efforts sur la réduction des coûts, l'amélioration des marges sur les produits et l'accroissement de la production, tout en maintenant son engagement en matière de gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations.
- **Tirer parti de l'intégration pour maximiser la valeur, de la production en amont jusqu'à la commercialisation en aval** – Depuis les terrains jusqu'aux stations-service, Suncor cherche à maximiser sa rentabilité à chacune des étapes de la chaîne de valeur grâce à l'intégration hors du commun de ses actifs. Cette intégration repose notamment sur la base de ressources étendue et à faible déclin propre à Suncor, sur son complexe d'actifs industriels du secteur Sables pétrolifères intégré à l'échelle régionale, ainsi que sur ses actifs en aval, qui bénéficient d'un avantage structurel.
- **Procéder à la décarbonation des activités de base et saisir de nouvelles occasions de réduire les émissions de gaz à effet de serre (« GES »)** – La Société prend des mesures concrètes pour décarboner ses activités actuelles dans le secteur des hydrocarbures, tout en investissant dans d'autres secteurs compatibles avec ses compétences essentielles, telles que la production d'électricité plus faible en carbone grâce à la cogénération et aux investissements dans les carburants renouvelables.
- **Accroître les flux de trésorerie disponibles par action et offrir aux investisseurs des rendements financiers parmi les meilleurs du secteur** – La réalisation de la stratégie et des grandes priorités de Suncor devrait continuer d'entraîner une croissance des flux de trésorerie disponibles par action et permettre à la Société d'offrir des rendements de premier ordre aux actionnaires.

Faits saillants de 2025

La Société a enregistré un rendement record en matière de sécurité du personnel et de sécurité des procédés pour une troisième année consécutive.

- La Société a enregistré un rendement record en matière de sécurité pour une troisième année consécutive, les incidents avec perte de temps et les incidents liés à la sécurité des procédés ayant diminué de 70 % au cours des trois dernières années.

Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹⁾ de 12,8 G\$ et un résultat d'exploitation ajusté¹⁾ de 5,6 G\$

- Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹⁾ de 12,783 G\$ en 2025, ou 10,49 \$ par action ordinaire, en comparaison de 13,846 G\$, ou 10,87 \$ par action ordinaire, pour l'exercice précédent. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, ce qui comprend les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 12,781 G\$, ou 10,48 \$ par action ordinaire, en 2025, en comparaison de 15,960 G\$, ou 12,53 \$ par action ordinaire, pour l'exercice précédent.
- Suncor a généré un bénéfice d'exploitation ajusté¹⁾ annuel de 5,621 G\$ en 2025, ou 4,61 \$ par action ordinaire, en comparaison de 6,884 G\$, ou 5,40 \$ par action ordinaire, pour l'exercice précédent. Le bénéfice net s'est établi à 5,918 G\$ en 2025, soit 4,85 \$ par action ordinaire, comparativement à 6,016 G\$, soit 4,72 \$ par action ordinaire, pour l'exercice précédent.
- Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux sont demeurés stables par rapport à 2024 malgré une production et des volumes de ventes des activités en amont et en aval plus élevés.

En 2025, la Société a redistribué aux actionnaires plus de 5,8 G\$, ce qui comprend une hausse du dividende trimestriel d'environ 5 % au quatrième trimestre et une augmentation de 10 % des rachats d'actions en décembre 2025.

- En 2025, Suncor a redistribué un montant de 5,834 G\$ aux actionnaires, au moyen de rachats d'actions de 3,025 G\$ et de dividendes versés de 2,809 G\$. En 2025, la Société a racheté 55,3 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 54,68 \$ l'action ordinaire, soit 4,4 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2024.

- Tirant parti de la solidité de son modèle intégré, la Société vise des rachats d'actions stables et prévisibles de 275 M\$ par mois en 2026, soit une hausse de 10 % par rapport à 250 M\$ par mois en 2025.
- La Société a haussé son dividende par action d'environ 5 % pour le porter à 0,60 \$ par action au quatrième trimestre de 2025.

La production en amont a atteint un sommet, la Société ayant augmenté davantage sa capacité de production et tiré parti de l'intégration distinctive de ses actifs régionaux afin de maximiser la valeur.

- Suncor a enregistré une production en amont record de 860 200 b/j en 2025, comparativement à 827 600 b/j en 2024.
- La Société a misé sur son intégration physique régionale et sa grande fiabilité soutenue pour maximiser le débit des installations de valorisation, ce qui s'est traduit par une production record de pétrole brut synthétique de 519 100 b/j et un taux d'utilisation des installations de valorisation¹⁾ de 99 % en 2025, contre 516 100 b/j et 98 % en 2024.
- La Société a enregistré une production record de bitume non valorisé de 280 300 b/j en 2025, contre 257 700 b/j en 2024, grâce à la production record enregistrée à Firebag à la suite d'un accroissement progressif de la capacité, ainsi qu'à la production record de Fort Hills, qui a atteint 90 % de sa capacité nominale en 2025.
- Suncor a mené à bien le projet de remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 ainsi que l'arrêt planifié nécessaire à sa réalisation.
- Syncrude a franchi une étape importante dans le cadre du projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake en réalisant la première extraction de minerai; cette extension devrait permettre de maintenir les niveaux actuels de production de bitume.

La Société a enregistré une production et des ventes records dans le secteur en aval, la fiabilité des raffineries et les canaux de vente de marques haut de gamme continuant de générer de la valeur.

- L'ajout de capacités de traitement supplémentaires et un rendement opérationnel solide et fiable ont permis d'atteindre un débit de traitement du brut record par les raffineries de 480 300 b/j et un taux d'utilisation des raffineries de 103 % en 2025, comparativement à 465 000 b/j et à 100 % en 2024.
- Des ventes records de produits raffinés de 623 300 b/j ont été réalisées en 2025, comparativement à 600 400 b/j en 2024, les investissements continus de la Société dans la croissance du réseau de vente au détail et les partenariats stratégiques ayant généré une hausse des volumes à plus forte valeur.
- Suncor a généré des marges de premier plan dans l'industrie à l'échelle de la chaîne de valeur, tirant parti de ses capacités d'approvisionnement et de négociation pour ajuster la composition de la production de ses raffineries et répondre à la demande régionale la plus rentable, la marge réalisée²⁾ du secteur Raffinage et commercialisation s'étant établie à 96 % par rapport à l'indice 5-2-2-1 de Suncor.

Suncor a atteint ses objectifs triennaux ambitieux présentés lors de la Journée des investisseurs 2024 un an avant l'échéance prévue.

- La capacité de Suncor d'atteindre ses cibles ambitieuses sur trois ans en seulement deux ans témoigne de son orientation renouvelée, de la rigueur de son exécution et de son engagement à créer de la valeur.

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

2) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

3. Information financière

Résultat net et résultat d'exploitation ajusté

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté consolidé¹⁾

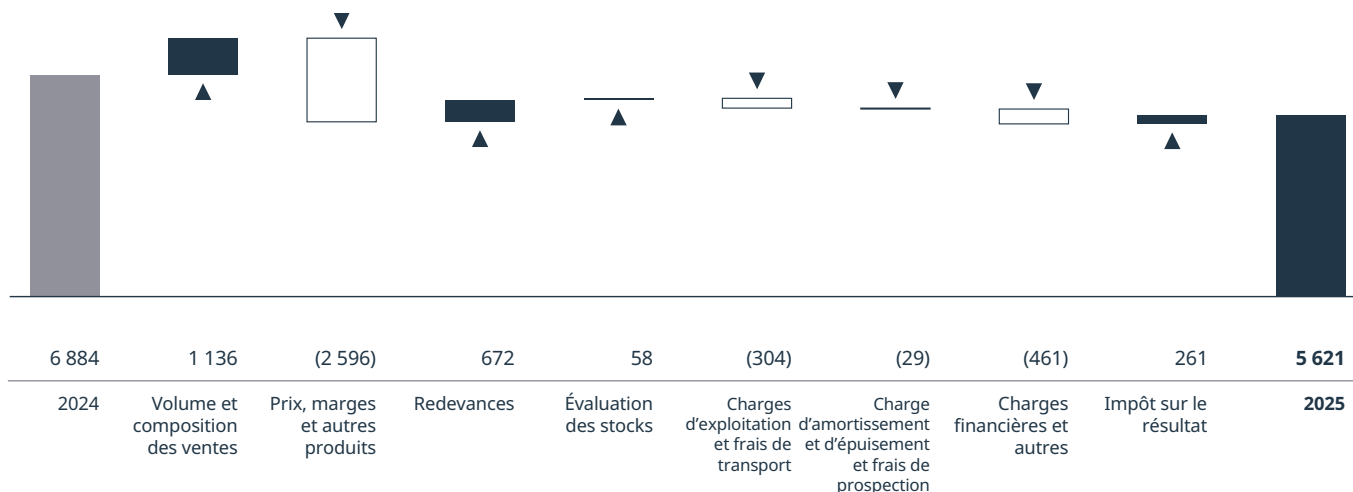
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Résultat net	5 918	6 016	8 295
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(403)	714	(184)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	20	(98)	12
Réduction de valeur nette sur des placements en titres de capitaux propres	70	212	158
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	144	—
Décomptabilisation d'actifs	—	—	253
Profit sur cessions et acquisitions importantes	—	—	(2 034)
Charge de restructuration	—	—	275
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	16	(104)	(98)
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾	5 621	6 884	6 677

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

Suncor a inscrit un bénéfice net de 5,918 G\$ pour 2025, en comparaison de 6,016 G\$ pour 2024. Le bénéfice net reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté mentionnés ci-dessous. Les autres facteurs qui ont influé sur le bénéfice net de 2025 et de 2024 comprennent les suivants :

- La Société a inscrit dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations un profit de change latent à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 403 M\$ pour 2025, en comparaison d'une perte de 714 M\$ pour 2024.
- La Société a comptabilisé, au poste « Autres produits », une perte latente sur les activités de gestion des risques de 20 M\$ pour 2025, en comparaison d'un profit latent de 98 M\$ pour 2024.
- En 2025, Suncor a comptabilisé des réductions de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 41 M\$ dans le secteur R&C et de 95 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations, partiellement contrebalancées par le renversement d'une provision de 66 M\$ liée à la dépréciation d'un placement en titres de capitaux propres.
- En 2024, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 212 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations.
- En 2024, la Société a comptabilisé une perte à l'extinction d'une dette à long terme de 144 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations par suite du remboursement anticipé d'une série de billets en circulation.
- En 2025, la Société a comptabilisé une charge d'impôt sur le résultat de 16 M\$ liée aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à un recouvrement de 104 M\$ en 2024.
- En 2023, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 158 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations.
- En 2023, la Société a inscrit des charges de décomptabilisation de 253 M\$ liées à ses biens en cours d'aménagement, qui font partie du secteur Sables pétrolifères.
- En 2023, Suncor a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni et un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires. Toujours en 2023, la Société a inscrit un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ dans le secteur Sables pétrolifères à la suite de l'acquisition de la participation restante dans Fort Fills, dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »).
- En 2023, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations, une charge de restructuration de 275 M\$ liée aux plans de réduction des effectifs de la Société.

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



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

Le résultat d'exploitation ajusté consolidé de Suncor s'est établi à 5,621 G\$ en 2025, en comparaison de 6,884 G\$ pour l'exercice précédent. Ce recul du résultat d'exploitation ajusté en 2025 découle essentiellement de la diminution des prix obtenus en amont, déduction faite de la baisse des redevances, ce qui reflète la diminution des cours de référence du pétrole brut, et d'une perte de change sur les éléments du fonds de roulement, en comparaison d'un profit pour l'exercice précédent, ainsi que de l'augmentation des charges d'exploitation et frais de transport, en partie contrebalancées par la hausse de la production en amont et en aval et des volumes de ventes, ainsi que par l'augmentation des marges de raffinage en aval.

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 12,783 G\$ en 2025, en comparaison de 13,846 G\$ en 2024. Cette variation s'explique essentiellement par l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté de 2025 par rapport à celui de 2024.

Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 12,781 G\$ en 2025, en comparaison de 15,960 G\$ en 2024. Le fonds de roulement est soumis à des fluctuations occasionnées par les prix des matières premières, le calendrier des transactions et les facteurs saisonniers. En 2025, la variation du fonds de roulement hors trésorerie n'a pas eu d'incidence significative sur les flux de trésorerie, la diminution des dettes fournisseurs et des charges à payer, qui tient compte de l'incidence du calendrier des paiements des taxes à la consommation, ayant largement contrebalancé la diminution des soldes des créances et le calendrier des acomptes provisionnels versés.

Comparaison des résultats de 2024 avec ceux de 2023

Le résultat d'exploitation ajusté consolidé de Suncor s'est établi à 6,884 G\$ en 2024, en comparaison de 6,677 G\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté en 2024 découle essentiellement de la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères et du secteur E&P et de l'accroissement de la production du secteur R&C, en partie contrebalancés par la diminution des marges de craquage de référence et par la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut synthétique, ainsi que par la hausse des redevances attribuable aux prix obtenus pour le pétrole brut lourd et par l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ont augmenté pour s'établir à 13,846 G\$ en 2024, en comparaison de 13,325 G\$ en 2023. Cette variation s'explique essentiellement par l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté de 2024 par rapport à celui de 2023, compte non tenu de la charge d'amortissement et d'épuisement. L'augmentation a été partiellement contrebalancée par l'avantage fiscal plus important qui avait découlé de l'acquisition de TotalEnergies Canada au cours de l'exercice précédent par rapport à l'exercice à l'étude.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont élevés à 15,960 G\$ en 2024, en comparaison de 12,344 G\$ en 2023. En plus des facteurs mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une entrée de trésorerie liée aux soldes du fonds de roulement de la Société en 2024, comparativement à une sortie de trésorerie en 2023. Les entrées de trésorerie en 2024 s'expliquent principalement par l'augmentation des dettes fournisseurs et des charges à payer, ce qui tient compte de l'incidence du calendrier des paiements des taxes à la consommation, par la diminution des soldes des créances, ce qui reflète la baisse des cours de référence des marchandises qui a été observée en 2024, ainsi que par un prélèvement sur les stocks attribuable à une hausse des volumes de ventes.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor.

Moyenne pour les exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Pétrole brut WTI à Cushing (\$US/b)	64,75	75,70	77,60
Pétrole brut Brent daté (\$US/b)	69,05	80,75	82,60
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB (\$US/b)	9,90	12,95	14,19
MSW à Edmonton (\$CA/b)	85,60	97,60	100,45
WCS à Hardisty (\$US/b)	53,65	61,00	59,00
Écart léger/lourd entre le WCS et le WTI (\$US/b)	(11,10)	(14,70)	(18,60)
(Écart) prime pétrole synthétique/WTI (\$US/b)	(0,30)	(0,60)	2,00
Condensat à Edmonton (\$US/b)	63,35	72,95	76,60
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$CA/GJ)	1,60	1,35	2,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$CA/MWh)	43,65	62,80	133,65
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	26,75	22,90	34,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	21,15	17,95	26,15
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	33,60	24,35	40,00
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	24,60	21,45	32,20
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis (\$ US/b)	5,85	3,75	7,00
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾ (\$ US/b)	29,45	28,20	36,60
Taux de change (moyen) (\$ US/\$ CA)	0,72	0,73	0,74
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,72	0,69	0,76

- 1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.
- 2) Afin de refléter plus fidèlement les marges brutes de raffinage et de commercialisation que la Société obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent la baisse du prix du WTI à Cushing en 2025, en partie contrebalancés par un rétrécissement des écarts entre le prix du pétrole synthétique et du WTI.

Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty. Le cours du MSW à Edmonton et le cours du WCS à Hardisty ont tous les deux diminué en 2025 par rapport à 2024.

Le bitume non valorisé est mélangé à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le réseau de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant des actifs des secteurs E&P Canada et E&P International est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a diminué en 2025 par rapport à 2024.

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

Afin de refléter plus fidèlement ses marges brutes de raffinage et de commercialisation, la Société 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 sur mesure est une valeur unique représentant la valeur théorique de cinq barils de pétrole brut de différentes qualités raffinés pour produire chacun deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit, de manière à établir un rapprochement avec la combinaison unique de configurations de raffineries, de bruts disponibles et de produits de Suncor, à l'emplacement, à la qualité et aux différences de teneur et aux avantages liés aux marges de commercialisation. L'indice sur mesure est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit tient compte de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et d'un facteur saisonnier. Le facteur saisonnier applique un montant supplémentaire de 6,50 \$ US/b pour le premier et le quatrième trimestre et de 5,00 \$ US/b pour le deuxième et le troisième trimestre. La valeur du pétrole brut tient compte des cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

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

Les marges de craquage de référence 2-1-1 ont augmenté en 2025 par rapport à 2024 et l'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 29,45 \$ US/b en 2025, contre 28,20 \$ US/b en 2024.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO a augmenté en 2025 par rapport à l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les actifs du secteur Sables pétrolifères de Suncor est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril applicables. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta a diminué en 2025 par rapport à celui enregistré à l'exercice précédent.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Ainsi, la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires. En 2025, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain. De plus, certains actifs et passifs de Suncor, notamment environ 54 % de sa dette, sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture.

Sensibilités aux facteurs économiques¹⁾²⁾

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾ de 2025 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Incidence sur le résultat net de 2025	Incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾ de 2025
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	210	210
Gaz naturel +1,00 \$ CA/GJ ⁴⁾	(230)	(230)
Réseau d'énergie de l'Alberta +20 \$ CA/Mwh	135	135
Marges de craquage 2-1-1 +1,00 \$ US/b	170	170
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation ⁵⁾	(240)	(240)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +0,01 \$ US/\$ CA	100	—

- 1) Chaque poste du tableau montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.
- 2) Lorsqu'une variable varie, cela suppose que toutes les variables similaires sont touchées, de sorte que les prix moyens réalisés par Suncor augmentent uniformément. Par exemple, le poste « Pétrole brut +1,00 \$ US/b » suppose que l'ensemble des prix obtenus qui sont influencés par le cours du WTI, du Brent, du pétrole brut synthétique, du WCS, du brut au pair à Edmonton et du condensat augmentent de 1,00 \$ US/b.
- 3) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 4) L'exposition de la Société à la hausse des coûts du gaz naturel est partiellement contrebalancée par les produits provenant des ventes d'électricité.
- 5) Compte non tenu de l'incidence du change sur la dette libellée en dollars américains.

4. Résultats sectoriels et analyse

Sables pétrolifères

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor consistent à produire du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ* dans le nord de l'Alberta. Le bitume est soit valorisé pour le transformer en pétrole brut synthétique, soit mélangé avec du diluant comme charges d'alimentation des raffineries ou en vue de sa vente directe sur le marché. Le secteur comprend la commercialisation, l'approvisionnement, le transport et la gestion des risques du pétrole brut, de l'électricité et des sous-produits.

Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les **activités du secteur Sables pétrolifères**, qui comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ*, ainsi que les actifs de logistique, de mélange et d'entreposage connexes que Suncor détient et exploite. Les activités du secteur Sables pétrolifères se composent des activités de **l'usine de base du secteur Sables pétrolifères**, qui comprend la mine Millennium et la mine Steepbank North, deux installations de valorisation intégrées désignées comme les unités de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs. L'usine de base du secteur Sables pétrolifères offre également des participations dans les occasions futures de mise en valeur de projets d'extraction minière et dans les activités *in situ*, qui comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe. Les activités *in situ* comprennent également des occasions de mise en valeur qui pourraient venir soutenir la production future *in situ*.
- **Fort Hills**, qui comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières de Fort Hills, entièrement détenue et exploitée par Suncor, ainsi que le projet d'agrandissement du parc de stockage Est, dans lequel Suncor détient une participation de 51 % et dont elle est l'exploitant. En 2023, Suncor a réalisé deux acquisitions distinctes de participations directes supplémentaires dans les activités d'exploitation et d'extraction minières de Fort Hills, faisant passer sa participation de 54,11 % à 100 %.
- **Syncrude**, qui désigne la participation d'exploitant de 58,74 % de Suncor dans deux mines de sables pétrolifères en activité, à savoir Mildred Lake, y compris l'extension ouest de la mine Mildred Lake, et Aurora North, et dans les installations de valorisation intégrées. Syncrude offre également des occasions de mise en valeur de ressources susceptibles de soutenir la production future, notamment l'extension est de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

Le secteur E&P de Suncor comprend les activités extracôtières au large de la côte Est du Canada, ainsi que les actifs terrestres en Libye et en Syrie. Ce secteur englobe également les activités de commercialisation du pétrole brut et la gestion des risques qui y sont associés.

- Les activités d'**E&P Canada** comprennent la participation directe de 48 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant, ainsi que des participations de non-exploitant dans les actifs de White Rose (40 % dans le projet de base et 38,6 % dans les unités d'extension), dans Hibernia (participation de 20 % dans le projet de base et participation de 19,485 % dans l'unité d'extension sud d'Hibernia) et dans le projet Hebron (21,034 %). La Société détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration et licences de découverte importante au large de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Les activités d'**E&P International** comprennent les participations directes de Suncor dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte, en Libye, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production. En Syrie, Suncor détient également, aux termes d'un contrat de partage de la production, une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla, où les activités ont été suspendues indéfiniment en 2011, en raison de l'agitation politique dans le pays. Le secteur d'E&P International comprenait précédemment le portefeuille d'actifs au Royaume-Uni, dont Suncor s'est dessaisie en 2023.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») de Suncor comprend les deux grandes catégories d'activités dont il est fait mention ci-dessous. Ce secteur comprend également la négociation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel et d'électricité.

- Les activités de **raffinage et d'approvisionnement** consistent à raffiner du pétrole brut et des charges d'alimentation intermédiaires en vue de les transformer en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Ces activités englobent : les activités menées dans **l'est de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie située à Montréal (Québec) et d'une raffinerie située à Sarnia (Ontario); et les activités menées dans **l'ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie située à Edmonton (Alberta) et de deux raffineries situées à Commerce City (Colorado). Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis, et l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés à des clients des circuits de détail essentiellement par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous la bannière Petro-Canada^{MC} au Canada, et d'autres stations-service de détail appartenant à la Société affiliées à d'autres bannières internationales aux États-Unis. Cela comprend aussi la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau de bornes de recharge rapide de véhicules électriques d'un océan à l'autre. Les activités de commercialisation de la Société comprennent également la vente de produits pétroliers raffinés par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et à d'autres clients des circuits commerciaux et industriels, y compris d'autres clients des circuits de détail au Canada et aux États-Unis.

Siège social et éliminations

Le secteur **Siège social et éliminations** comprend les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier. Ce secteur comprenait auparavant des actifs liés à l'énergie renouvelable de Suncor, lesquels ont été vendus au premier trimestre de 2023.

- Le secteur **Siège social** comprend les coûts liés à la dette et aux emprunts, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de la Société et les investissements dans certains projets de technologies énergétiques propres.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de produits entre les différents secteurs de la Société qui visent principalement des charges d'alimentation en brut destinées aux raffineries que le secteur Sables pétrolifères vend au secteur R&C.

Sables pétrolifères

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

- La Société continuera d'accroître le taux d'utilisation des unités de valorisation et de dégager une capacité supplémentaire grâce aux initiatives suivantes :
 - L'adoption, à l'échelle de la Société, d'une approche d'ingénierie industrielle, appuyée par des initiatives clés comme le Système de gestion de l'excellence opérationnelle (SGEO) de Suncor, continuera de dégager une capacité de traitement supplémentaire et d'améliorer la fiabilité et la productivité en 2026 et au-delà.
 - Suncor poursuivra la mise en œuvre par étapes du système de transport autonome dans ses mines afin de réduire les coûts tout en renforçant la productivité et la sécurité. Elle a procédé au déploiement de ce système à la mine de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et prévoit faire de même à la mine Mildred Lake de Syncrude, en 2026, puis à Fort Hills.
 - Grâce à l'amélioration des pratiques de maintenance et de gestion des arrêts planifiés aux fins de maintenance, Suncor a accru la fiabilité des travaux et prolongé les intervalles entre ces arrêts. L'allongement de ces intervalles se traduit par une réduction des coûts, des taux d'utilisation plus élevés et une production accrue entre les arrêts planifiés, et Suncor entend reproduire cette initiative fructueuse en appliquant des prolongations d'intervalles à d'autres actifs en 2026.
- Le plan minier triennal à Fort Hills a été mené à terme, l'installation ayant atteint 90 % de sa capacité nominale en 2025. La Société poursuivra ses efforts en vue d'accroître la capacité de l'installation.
- Suncor poursuivra le projet d'extension est de la mine Mildred Lake (MLX-E) en 2026.

Principales données financières

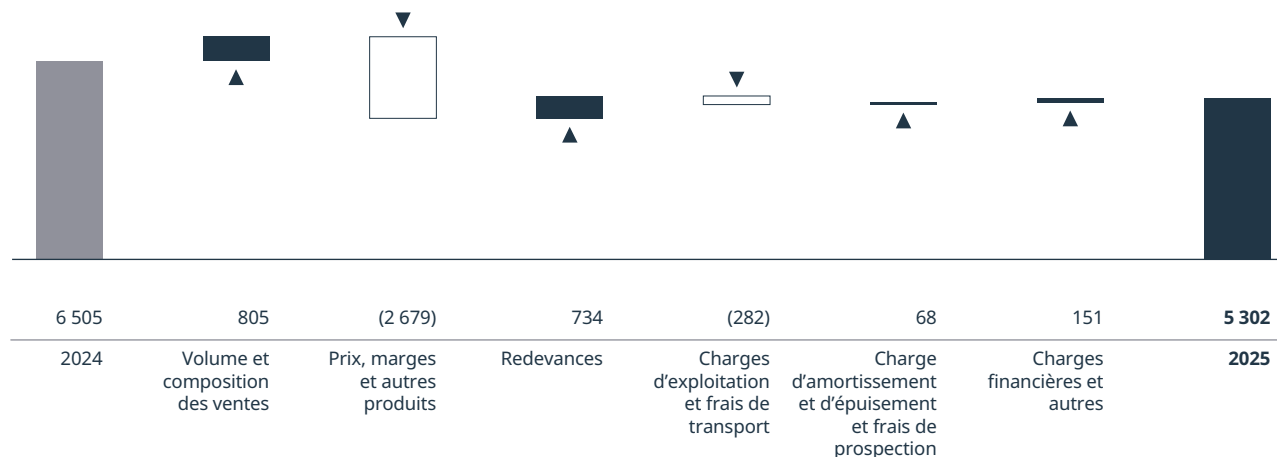
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Produits d'exploitation	27 324	29 260	26 035
Moins les redevances	(2 911)	(3 645)	(2 623)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	24 413	25 615	23 412
Bénéfice avant impôt sur le résultat	5 277	6 607	6 811
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	25	(102)	28
Profit sur acquisition importante ¹⁾	—	—	(1 125)
Décomptabilisation d'actifs ²⁾	—	—	253
Résultat d'exploitation ajusté ³⁾	5 302	6 505	5 967
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾	10 515	11 842	10 725
Flux de trésorerie disponibles ³⁾	6 646	7 502	6 629

1) En 2023, la Société a comptabilisé un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ découlant de l'acquisition de la participation restante dans Fort Hills par l'intermédiaire de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd.

2) En 2023, la Société a inscrit des charges de décomptabilisation de 253 M\$ liées à ses biens en cours d'aménagement.

3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et 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 « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

En 2025, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 5,302 G\$, en comparaison de 6,505 G\$ en 2024. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut en raison du recul des cours de référence, déduction faite de la baisse des redevances, en partie contrebalancée par la hausse des volumes de ventes, déduction faite de la hausse connexe des charges d'exploitation et frais de transport.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 5,277 G\$ en 2025, en comparaison de 6,607 G\$ en 2024. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat en 2025 reflète l'incidence d'une perte latente sur les activités de gestion des risques, comparativement au profit inscrit en 2024.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 10,515 G\$ en 2025, en comparaison de 11,842 G\$ en 2024, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté, compte non tenu de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Volumes de production¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2025	2024	2023
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	937,5	907,0	819,8
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel			
Secteur Sables pétrolifères ¹⁾²⁾	343,7	345,8	314,9
Syncrude ¹⁾²⁾	204,8	198,4	190,9
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne ³⁾⁴⁾	(29,4)	(28,1)	(18,8)
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	519,1	516,1	487,0
Bitume non valorisé			
Secteur Sables pétrolifères	160,9	141,8	123,4
Fort Hills	175,4	168,0	106,4
Syncrude	2,3	1,1	1,7
Transferts entre actifs ⁵⁾	(58,3)	(53,2)	(28,9)
Production de bitume non valorisé	280,3	257,7	202,6
Volumes de production du secteur Sable pétrolifères mis en marché			
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	519,1	516,1	487,0
Bitume non valorisé	280,3	257,7	202,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	799,4	773,8	689,6

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 %.

2) Les taux d'utilisation des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris les produits consommés à l'interne et les transferts entre actifs.

3) 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 2025, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 16 000 b/j de produits consommés à l'interne, dont 8 300 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères, 6 500 b/j par Fort Hills et 1 200 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 3 700 b/j de produits consommés à l'interne.

- 4) En 2025, les transferts entre actifs de produits valorisés consistent en 9 700 b/j de pétrole brut synthétique sulfureux, qui ont été transférés des installations du secteur Sables pétrolifères vers Syncrude.
- 5) En 2025, les transferts entre actifs de produits non valorisés consistent en 46 500 b/j de bitume qui ont été transférés de Fort Hills vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, en 9 500 b/j de bitume qui ont été transférés de Firebag à Syncrude et en 2 300 b/j de bitume qui ont été transférés de Syncrude vers les installations du secteur Sables pétrolifères.

La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour atteindre un record de 937 500 b/j en 2025, comparativement à 907 000 b/j en 2024, en raison essentiellement d'une solide performance des activités minières, notamment une production sans précédent à Fort Hills, qui a atteint 90 % de sa capacité nominale en 2025 conformément au plan triennal d'amélioration de la mine, et une production record à Firebag.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est accrue pour atteindre 519 100 b/j en 2025, un record, comparativement à 516 100 b/j en 2024, et elle reflète un taux d'utilisation record de l'unité de valorisation de 100 % à Syncrude, comparativement à 97 % pour l'exercice précédent, et le deuxième taux d'utilisation le plus élevé jamais enregistré à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, soit 98 %, comparativement à 99 % pour l'exercice précédent. L'augmentation de la production nette de pétrole brut synthétique est principalement attribuable à la réduction des activités de maintenance en 2025 et au maintien d'une fiabilité élevée des unités de valorisation.

La production de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 280 300 b/j en 2025, en comparaison de 257 700 b/j pour 2024. L'augmentation découle essentiellement d'une production de bitume record en 2025, partiellement contrebalancée par la plus grande disponibilité des installations de valorisation au cours de l'exercice à l'étude comparativement à l'exercice précédent.

Volumes de ventes

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2025	2024	2023
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	520,4	513,2	486,6
Bitume non valorisé	278,6	260,8	199,4
Total	799,0	774,0	686,0

Les volumes de ventes de pétrole brut synthétique et de diesel ont augmenté pour s'établir à 520 400 b/j en 2025, en comparaison de 513 200 b/j en 2024, en raison essentiellement de la hausse de la production.

Les volumes de ventes de bitume non valorisé ont augmenté pour s'établir à 278 600 b/j en 2025, en comparaison de 260 800 b/j pour 2024, en raison essentiellement de l'accroissement de la production, en partie contrebalancé par une accumulation de stocks en 2025 comparativement à un prélèvement sur les stocks en 2024.

Prix obtenus¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (\$/b)			
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	87,79	97,91	99,40
Bitume non valorisé	62,02	72,65	67,97
Prix moyen pondéré	78,80	89,41	90,27
Prix moyen pondéré du pétrole brut, par rapport au WTI	(11,67)	(14,28)	(14,44)

- 1) Comprend des 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.

En 2025, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont diminué par rapport à ceux de 2024, ce qui reflète essentiellement la baisse des cours de référence du pétrole brut, en partie contrebalancée par le rétrécissement des écarts des cours de référence du pétrole brut et des écarts entre le prix du pétrole synthétique et du WTI.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué en 2025 par rapport à 2024, en raison essentiellement de la baisse des prix du bitume.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères en 2025 a augmenté par rapport à 2024, en raison surtout de l'augmentation du coût des intrants des marchandises, de l'intensification des activités minières et de la hausse des volumes de ventes. 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.

Les frais de transport ont augmenté en 2025 comparativement à 2024, en raison principalement de la hausse des volumes de ventes, ce qui comprend l'augmentation des exportations vers la côte du golfe des États-Unis.

La charge d'amortissement et d'épuisement a diminué en 2025 par rapport à 2024, en raison principalement de la diminution de l'amortissement lié aux actifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société, en partie contrebalancée par la mise en service de nouveaux actifs et la conclusion de nouveaux contrats de location en 2025.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres, qui comprend les autres produits, a diminué en 2025 par rapport à 2024, en raison surtout de l'augmentation des autres produits et de la baisse de la charge de désactualisation découlant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations.

Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	9 625	9 428	9 329
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	4 929	4 797	5 174
Coûts non liés à la production ³⁾	302	246	(35)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(339)	(245)	(388)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (en millions de dollars)	4 892	4 798	4 751
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	504,6	487,6	438,3
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	26,55	26,90	29,70
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	2 505	2 315	1 607
Coûts non liés à la production ³⁾	(360)	(267)	(220)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(25)	(32)	(52)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (en millions de dollars)	2 120	2 016	1 335
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	175,4	168,0	106,4
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	33,10	32,80	34,40
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	2 601	2 604	2 837
Coûts non liés à la production ³⁾	(43)	(22)	(202)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(12)	(17)	(24)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (en millions de dollars)	2 546	2 565	2 611
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	207,1	199,5	192,6
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	33,70	35,15	37,15

- 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. En 2025, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (410) M\$. En 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 (288) M\$. En 2023, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprennent des variations des stocks et des transferts internes de (289) M\$.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Les montants par baril connexes comprennent des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et 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 baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 26,55 \$ en 2025, en comparaison de 26,90 \$ en 2024, ce qui est principalement attribuable à la hausse des volumes de production et à l'accroissement des volumes de ventes d'électricité, en partie contrebalancés par la hausse des volumes de gaz naturel découlant de la consommation accrue à la nouvelle centrale de cogénération, par l'augmentation des prix du gaz naturel et par la plus grande proportion de bitume des installations de Fort Hills qui a été acheminée à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills ont augmenté pour s'établir à 33,10 \$ en 2025, en comparaison de 32,80 \$ en 2024, en raison principalement de l'intensification des activités minières et de la hausse du coût des intrants de marchandises, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont diminué pour s'établir à 33,70 \$ en 2025, en comparaison de 35,15 \$ en 2024, ce qui s'explique principalement par la hausse des volumes de production et la proportion moindre de pétrole brut synthétique sulfureux de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et de l'installation de Firebag qui a été acheminée à l'installation de valorisation de Syncrude, en partie contrebalancées par les coûts plus élevés liés aux travaux de maintenance et par la hausse du coût des intrants de marchandises.

- 1) Comprend des 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.

Travaux de maintenance planifiés

L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2026.

- Des travaux de maintenance planifiés à Firebag seront entrepris au premier trimestre. Des travaux de révision planifiés devraient commencer au deuxième trimestre et s'achever au troisième trimestre.
- Des travaux de maintenance planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères seront entrepris au premier trimestre. Des travaux de maintenance planifiés devraient également commencer au deuxième trimestre et s'achever au troisième trimestre, et d'autres travaux devraient commencer au quatrième trimestre.
- Des travaux de maintenance planifiés à la mine de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères seront entrepris au premier trimestre et devraient s'achever au deuxième trimestre. Des travaux de maintenance planifiés supplémentaires devraient commencer au quatrième trimestre.
- Des travaux de maintenance planifiés à l'usine Syncrude seront entrepris au premier trimestre et devraient s'achever au deuxième trimestre.
- Des travaux de maintenance planifiés de la mine à Syncrude seront entrepris aux premier et deuxième trimestres.
- Des travaux de maintenance planifiés à Fort Hills devraient commencer au deuxième trimestre.
- Des travaux de maintenance planifiés à MacKay River devraient commencer au troisième trimestre.

Exploration et production

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

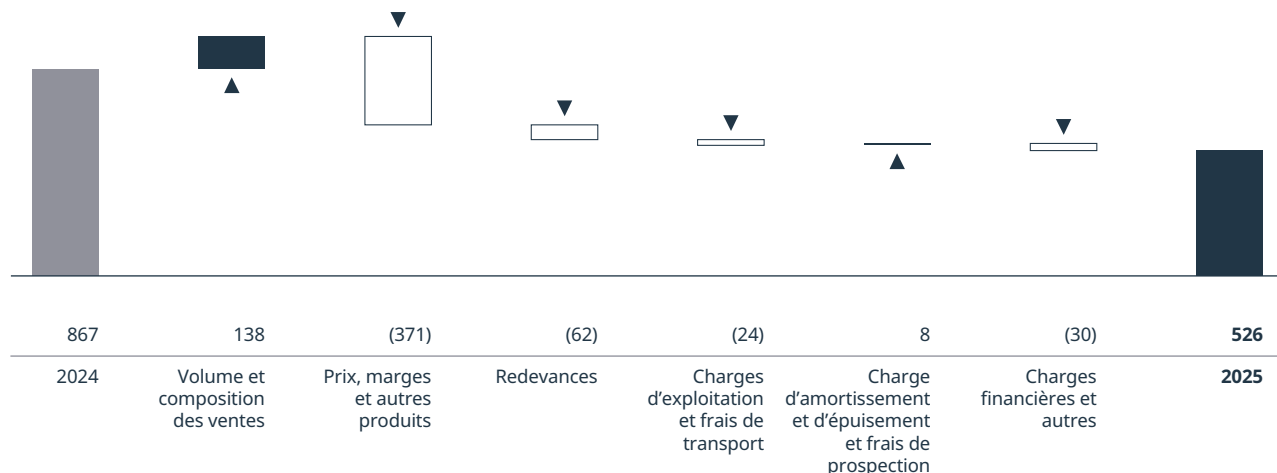
- Suncor poursuivra ses investissements dans les travaux de forage de mise en valeur et les autres activités destinées à prolonger la durée de vie productive des champs existants à Hebron et à Hibernia en 2026.
- La production à White Rose est revenue à des niveaux normaux en 2025 et les investissements se poursuivront dans le cadre du projet d'extension West White Rose, dont la mise en production est prévue en 2026.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Produits d'exploitation ¹⁾	2 509	2 798	2 689
Moins les redevances ¹⁾	(558)	(547)	(491)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 951	2 251	2 198
Bénéfice avant impôt sur le résultat	526	867	1 691
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Profit sur cessions importantes ²⁾	—	—	(607)
Résultat d'exploitation ajusté ³⁾	526	867	1 084
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾	1 195	1 610	1 612
Flux de trésorerie disponibles ³⁾	398	703	944

- 1) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable. Dans les états financiers, 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. Se reporter au tableau portant sur les prix obtenus par le secteur E&P figurant à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- 2) En 2023, la Société a comptabilisé un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille d'actifs au Royaume-Uni.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et 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 « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 526 M\$ en 2025, en comparaison de 867 M\$ en 2024. Cette diminution est attribuable surtout à une baisse des prix obtenus découlant de la diminution des cours de référence et à une hausse des redevances, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la hausse des volumes de ventes.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 526 M\$ en 2025, en comparaison de 867 M\$ en 2024.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 1,195 G\$ en 2025, en comparaison de 1,610 G\$ en 2024, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
E&P Canada (kb/j)	57,5	49,7	44,4
E&P International (kb/j)	3,3	4,1	11,7
Production totale (kb/j)	60,8	53,8	56,1
Volume des ventes total (kb/j)	59,8	56,2	52,9

Les volumes de production du secteur E&P se sont établis en moyenne à 60 800 b/j en 2025, en comparaison de 53 800 b/j à l'exercice précédent, l'augmentation s'expliquant principalement par l'accroissement de la production à Hebron et par l'ajout de la production de White Rose, qui a redémarré au premier trimestre de 2025. La production est demeurée comparable entre 2025 et 2024 à Terra Nova, laquelle a repris ses activités normales à la suite de l'achèvement de son projet visant à prolonger la durée de vie des actifs.

Les volumes de ventes du secteur E&P se sont établis en moyenne à 59 800 b/j en 2025, en comparaison de 56 200 b/j à l'exercice précédent, la hausse étant principalement attribuable à une hausse des volumes de production.

Prix obtenus¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances			
E&P Canada (\$/b)	92,70	107,38	107,62
E&P International ²⁾ (\$/b)	—	—	109,00

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

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

Les prix obtenus par le secteur E&P ont diminué en 2025 comparativement à ceux obtenus en 2024, ce qui reflète une baisse des cours de référence du pétrole brut Brent.

Redevances

Les redevances du secteur E&P en 2025, compte non tenu de l'incidence de la Lybie, ont augmenté par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des taux de redevances et de la hausse des volumes de ventes.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport en 2025 ont augmenté légèrement par rapport à ceux de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse des volumes de ventes.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection en 2025 a été semblable à celui inscrit à l'exercice précédent.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités du secteur E&P de Suncor en 2026.

Raffinage et commercialisation

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

- En 2025, les taux d'utilisation des raffineries ont en moyenne été supérieurs à 100 %, démontrant la capacité de Suncor d'accroître à faible coût la capacité de traitement supplémentaire de ses raffineries, et la Société prévoit poursuivre cette stratégie en 2026.
- Suncor a accru la fiabilité et prolongé les intervalles futurs entre les arrêts planifiés aux fins de maintenance en améliorant ses pratiques de maintenance et de gestion de ces arrêts. L'allongement de ces intervalles se traduit par une réduction des coûts, des taux d'utilisation plus élevés et une production accrue entre les arrêts, et la Société prévoit étendre cette initiative fructueuse à d'autres actifs en 2026.
- Suncor prévoit accroître davantage la part de marché de son réseau sous marque de vente au détail et de vente en gros en 2026 en tirant parti de partenariats stratégiques et de la valeur de sa marque haut de gamme Petro-Canada^{MC}. Cette stratégie comprend le changement d'image de marque de sites partenaires et l'amélioration de certains établissements appartenant à la Société afin de stimuler des ventes à plus forte valeur ajoutée.

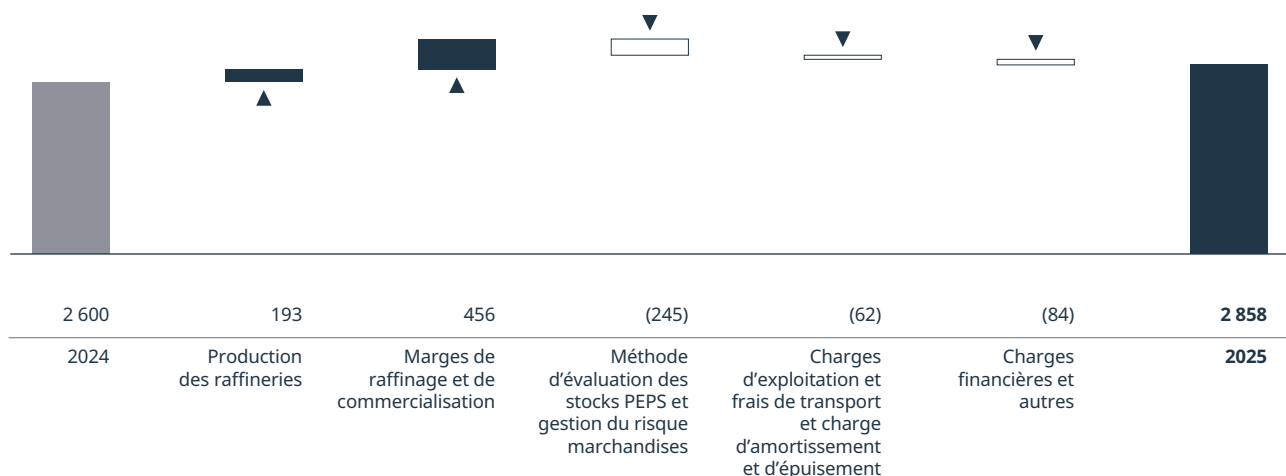
Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Produits d'exploitation	30 671	31 341	31 068
Bénéfice avant impôt sur le résultat	2 822	2 596	3 383
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(5)	4	(16)
Réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres ¹⁾	41	—	—
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	2 858	2 600	3 367
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	3 907	3 538	4 268
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	2 759	2 348	3 266

1) En 2025, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 41 M\$.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et 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 « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 2,858 G\$ en 2025, en comparaison de 2,600 G\$ en 2024. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté est surtout attribuable à la hausse des marges de craquage de référence et à la production accrue des raffineries, en partie contrebalancées par une perte plus importante liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS en 2025 comparativement à 2024, en raison d'une baisse des cours de référence du brut au quatrième trimestre de 2025.

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 2,822 G\$ en 2025, comparativement à 2,596 G\$ en 2024. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat de 2025 tient compte d'un profit latent au titre des activités de gestion des risques, comparativement à une perte en 2024. Le bénéfice avant impôt sur le résultat de 2025 reflète également une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 41 millions de dollars.

Le secteur R&C a dégagé des fonds provenant de l'exploitation ajustés annuels de 3,907 G\$ en 2025, en comparaison de 3,538 G\$ en 2024, l'augmentation étant principalement attribuable aux mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté, compte non tenu de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2025	2024	2023
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	238,5	213,6	212,4
Ouest de l'Amérique du Nord	241,8	251,4	208,3
Total	480,3	465,0	420,7
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	107	96	96
Ouest de l'Amérique du Nord	99	103	85
Moyenne	103	100	90
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	262,5	253,3	228,0
Distillat	273,8	261,9	243,9
Autres	87,0	85,2	81,2
Total	623,3	600,4	553,1
Production des raffineries ²⁾ (kb)	185 497	180 356	163 895
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») ³⁾ (\$/b)	37,60	36,40	45,00
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ³⁾ (\$/b)	39,50	37,00	47,00
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)	6,50	6,60	7,45

- 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 « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint un record de 480 300 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré en moyenne à 103 % en 2025, contre un débit de traitement du brut de 465 000 b/j et un taux d'utilisation de 100 % en 2024. Cette augmentation reflète essentiellement les nouvelles hausses de la capacité ainsi que la performance solide et fiable au chapitre de l'exploitation en 2025.

Les ventes totales de produits raffinés ont atteint un niveau record de 623 300 b/j en 2025, comparativement à 600 400 b/j en 2024. Cette hausse s'explique principalement par l'accroissement de la production des raffineries et par les investissements soutenus pour accroître les activités de vente au détail et les partenariats stratégiques.

Marges brutes de raffinage et de commercialisation¹⁾

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

- Calculées selon la méthode DEPS²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 39,50 \$/b en 2025, en comparaison de 37,00 \$/b en 2024. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des marges de craquage de référence par rapport à l'exercice précédent et par les écarts liés à l'emplacement plus importants associés aux marchés régionaux de la Société. Calculées selon la méthode DEPS, la marge réalisée¹⁾ de raffinage et de commercialisation de Suncor s'est établie à 96 % par rapport à l'indice 5-2-2-1 de Suncor en 2025, comparativement à 96 % en 2024.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 37,60 \$/b en 2025, en hausse comparativement à celles de 36,40 \$/b inscrites en 2024, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. En 2025, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS²⁾, s'est traduite par une perte de 352 M\$, alors qu'elle avait donné lieu à une perte de 107 M\$ en 2024, ce qui représente une incidence défavorable globale de 245 M\$ d'un exercice à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation du secteur R&C ont diminué en 2025 par rapport à l'exercice précédent, en raison de la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance, en partie contrebalancée par l'augmentation des coûts des intrants des marchandises.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté en 2025 par rapport à l'exercice précédent, en raison principalement de la mise en service d'actifs et de la conclusion de nouveaux contrats de location en 2025.

Les frais de transport du secteur R&C de 2025 ont été comparables à ceux de l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril¹⁾ de 6,50 \$ en 2025 ont été comparables à celles de 6,60 \$ de l'exercice précédent, la hausse de la production et la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance ayant contrebalancé l'augmentation des coûts des marchandises.

Travaux de maintenance planifiés

L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2026.

- Des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City débuteront au premier trimestre et devraient s'achever au deuxième trimestre;
- Des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Sarnia seront menés au deuxième trimestre;
- Des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Montréal seront menés au troisième trimestre;
- Des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie d'Edmonton seront menés au troisième trimestre.

Siège social et éliminations

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

- La Société demeure résolue à respecter son cadre de répartition du capital, en gérant son bilan au niveau actuel de l'endettement et en redistribuant 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires.
- La Société reste axée sur l'amélioration continue de l'efficacité organisationnelle et sur la réalisation d'économies de coûts structurels.

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

2) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode d'évaluation des stocks 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. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Perte avant impôt sur le résultat	(677)	(1 883)	(1 296)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(403)	714	(184)
Réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres ¹⁾	29	212	158
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	—	144	—
Charge de restructuration ³⁾	—	—	275
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	—	(302)
Résultat d'exploitation ajusté ⁵⁾	(1 051)	(813)	(1 349)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	<i>(1 236)</i>	<i>(695)</i>	<i>(1 405)</i>
<i>Éliminations – profit intersectoriel réalisé (éliminé)</i>	<i>185</i>	<i>(118)</i>	<i>56</i>
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁵⁾	(894)	(679)	(1 546)
Flux de trésorerie disponibles déficitaires ⁵⁾	(936)	(725)	(1 608)

- 1) Réduction de valeur nette sur des placements en titres de capitaux propres de 29 M\$ en 2025, de 212 M\$ en 2024 et de 158 M\$ en 2023.
- 2) En 2024, la Société a inscrit une perte à l'extinction d'une dette à long terme de 144 M\$ par suite du remboursement anticipé de certaines séries de billets en circulation.
- 3) En 2023, la Société a comptabilisé une charge de restructuration de 275 M\$ liée à la réduction de ses effectifs dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.
- 4) En 2023, la Société a comptabilisé un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires.
- 5) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Siège social

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 1,236 G\$ en 2025, comparativement à 695 M\$ en 2024. Cette hausse de la perte d'exploitation ajustée est attribuable surtout à la comptabilisation d'une perte de change liée aux activités d'exploitation en 2025, comparativement à un profit en 2024, en partie contrebalancée par la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions en 2025.

Éliminations – Profit intersectoriel

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. En 2025, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 185 M\$, tandis qu'elle avait reporté un profit de 118 M\$ à l'exercice précédent. La réalisation du profit en 2025 était principalement attribuable à une baisse des cours de référence du brut par rapport à l'exercice précédent.

Les fonds affectés à l'exploitation ajustés inscrits par le secteur Siège social et éliminations se sont élevés à 894 M\$ en 2025, en comparaison de 679 M\$ en 2024, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur la perte d'exploitation ajustée, compte non tenu de l'incidence de la composante hors trésorerie de la charge de rémunération fondée sur des actions.

5. Impôt sur le résultat

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024	2023
Charge d'impôt exigible	1 940	2 465	1 734
Charge (recouvrement) d'impôt différé	90	(294)	560
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat net	2 030	2 171	2 294
Moins la charge (le recouvrement) d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	16	(104)	(98)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	2 014	2 275	2 392
Taux d'impôt effectif	25,5 %	26,5 %	21,7 %

La charge d'impôt sur le résultat a diminué pour s'établir à 2,030 G\$ en 2025, en comparaison de 2,171 G\$ en 2024, en raison principalement de la diminution du bénéfice imposable. En 2025, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a diminué comparativement à celui de 2024, ce qui s'explique avant tout par l'incidence des profits de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et par d'autres éléments permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt au cours de l'exercice à l'étude.

6. Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2025

Faits saillants financiers et d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		
Sables pétrolifères	1 120	1 625
Exploration et production	61	125
Raffinage et commercialisation	895	410
Siège social et éliminations	(69)	(1 070)
Charge d'impôt sur le résultat	(531)	(272)
Résultat net	1 476	818
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾		
Sables pétrolifères	1 129	1 609
Exploration et production	61	125
Raffinage et commercialisation	893	410
Siège social et éliminations	(249)	(200)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(509)	(378)
Total	1 325	1 566
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾		
Sables pétrolifères	2 406	3 126
Exploration et production	214	274
Raffinage et commercialisation	1 174	638
Siège social et éliminations	(108)	(131)
Charge d'impôt exigible	(468)	(414)
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 218	3 493
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	703	1 590
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	5 083
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 699	1 923
Volumes de production en amont		
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	557,0	543,6
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	288,4	273,9
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	845,4	817,5
Exploration et production (kb/j)	63,6	57,5
Production en amont totale (kb/j)	909,0	875,0
Volumes en aval		
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	504,2	486,2
Taux d'utilisation des raffineries (%)	108	104
Ventes de produits raffinés	640,4	613,3

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

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,476 G\$ pour le quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 818 M\$ 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 résultat net de ces périodes comprennent les suivants :

- La Société a inscrit dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations un profit de change latent à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 114 M\$ pour le quatrième trimestre de 2025, en comparaison d'une perte de 514 M\$ pour le quatrième trimestre de 2024.
- La Société a comptabilisé, au poste « Autres produits », une perte latente sur les activités de gestion des risques de 7 M\$ pour le quatrième trimestre de 2025, en comparaison d'un profit latent de 16 M\$ pour le quatrième trimestre de 2024.
- La Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, le renversement d'une provision liée à un placement en titres de capitaux propres de 66 M\$ au quatrième trimestre de 2025, alors qu'elle avait inscrit une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 212 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations au quatrième trimestre de 2024.
- Au quatrième trimestre de 2024, la Société a comptabilisé une perte à l'extinction d'une dette à long terme de 144 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations par suite du remboursement anticipé de certaines séries de billets en circulation.
- Au quatrième trimestre de 2025, la Société a comptabilisé une charge d'impôt sur le résultat de 22 M\$ lié aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à un recouvrement de 106 M\$ au quatrième trimestre de 2024.

Résultat d'exploitation ajusté

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est établi à 1,325 G\$ (1,10 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2025, comparativement à 1,566 G\$ (1,25 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul découle essentiellement de la diminution des prix obtenus en amont, déduction faite de la baisse des redevances, et d'une perte de change sur les éléments du fonds de roulement, en comparaison d'un profit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en partie contrebalancées par l'augmentation des marges de raffinage et par la hausse de la production en amont, du débit de raffinage en aval et des volumes de ventes.

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 3,218 G\$ (2,68 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 3,493 G\$ (2,78 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette variation s'explique essentiellement par l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté dont il est question ci-dessus.

Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 3,921 G\$ (3,27 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 5,083 G\$ (4,05 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une entrée de trésorerie liée aux soldes du fonds de roulement de la Société moins importante pour le quatrième trimestre de 2025 que pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le fonds de roulement est soumis à des fluctuations occasionnées par les prix des matières premières, le calendrier des transactions et les facteurs saisonniers. Les entrées de trésorerie au quatrième trimestre de 2025 s'expliquent principalement par l'augmentation des dettes fournisseurs et des charges à payer, ainsi que par le calendrier des acomptes provisionnels versés.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2025, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 1,129 G\$, en comparaison de 1,609 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut en raison du recul des cours de référence, déduction faite de la baisse des redevances, en partie contrebalancée par la hausse des volumes de ventes.

La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour atteindre un record trimestriel de 992 700 b/j, comparativement à 951 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une solide performance des activités minières, et elle reflète une production sans précédent pour un quatrième trimestre à Fort Hills.

La production de pétrole brut synthétique de la Société s'est accrue pour atteindre 557 000 b/j, un record trimestriel, comparativement à 543 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse de la production nette de pétrole brut synthétique s'explique essentiellement par la plus grande disponibilité des installations de valorisation au cours de la période à l'étude attribuable au moins grand nombre de travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre considéré et par la solide fiabilité soutenue des installations de valorisation.

La production de bitume non valorisé s'est accrue pour s'établir à 288 400 b/j au quatrième trimestre de 2025, contre 273 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une production de bitume record, en partie contrebalancée par une charge d'alimentation plus grande.

Exploration et production

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 61 M\$ pour le quatrième trimestre de 2025, en baisse comparativement à celui de 125 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la diminution des prix obtenus attribuable à la baisse des cours de référence, déduction faite de la baisse des redevances, en partie contrebalancée par la hausse des volumes de ventes.

La production du secteur E&P s'est accrue pour s'établir à 63 600 b/j au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 57 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elle reflète l'accroissement de la production à Hebron et l'ajout de la production à White Rose, qui a redémarré au premier trimestre de 2025.

Les volumes de ventes totaux du secteur E&P ont augmenté pour s'établir à 51 500 b/j au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 44 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui tient essentiellement au calendrier des ventes acheminées par navire pour le secteur E&P Canada.

Raffinage et commercialisation

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 893 M\$ pour le quatrième trimestre de 2025, ce qui représente une augmentation en comparaison de celui de 410 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse du résultat d'exploitation ajusté tient principalement à l'élargissement des marges de craquage de référence et à l'accroissement de la production des raffineries, en partie contrebalancés par une perte plus importante liée à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au quatrième trimestre de 2025, comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le débit de raffinage s'est accru pour atteindre 504 200 b/j, un record trimestriel, et le taux d'utilisation des raffineries s'est établi à 108 %, comparativement à 486 200 b/j et à 104 %, respectivement, au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse reflète avant tout l'excellente performance continue au chapitre de l'exploitation tout au long du trimestre à l'étude, au cours duquel les quatre raffineries ont affiché un taux d'utilisation supérieur à 100 %.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour atteindre un niveau record pour un quatrième trimestre de 640 400 b/j, en comparaison de 613 300 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par une production accrue des raffineries et des investissements soutenus pour accroître les activités de vente au détail ainsi que par les avantages tirés des partenariats stratégiques.

Siège social et éliminations

L'unité Siège social a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 307 M\$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 92 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation de la perte s'explique surtout par la comptabilisation d'une perte de change liée aux activités d'exploitation au cours du trimestre considéré, comparativement à un profit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en partie contrebalancée par une baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions au cours du trimestre considéré par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'unité Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque des produits raffinés obtenus au moyen d'achats intersectoriels ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2025, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 58 M\$, tandis qu'elle avait comptabilisé un report de 108 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le profit intersectoriel réalisé pour le quatrième trimestre de 2025 est principalement attribuable à la baisse de la valeur des charges d'alimentation des raffineries au cours du trimestre.

7. Données financières trimestrielles

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Production totale (kb/j)								
Sables pétrolières	845,4	812,2	748,4	790,9	817,5	776,0	716,0	785,0
Exploration et production	63,6	57,8	59,7	62,3	57,5	52,6	54,6	50,3
Production en amont totale	909,0	870,0	808,1	853,2	875,0	828,6	770,6	835,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 042	12 552	11 991	12 323	12 531	12 888	12 889	12 381
Autres produits (pertes)	254	115	(97)	130	(28)	174	151	148
	12 296	12 667	11 894	12 453	12 503	13 062	13 040	12 529
Résultat net	1 476	1 619	1 134	1 689	818	2 020	1 568	1 610
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,23	1,34	0,93	1,36	0,65	1,59	1,22	1,25
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾	1 325	1 794	873	1 629	1 566	1 875	1 626	1 817
par action ordinaire ¹⁾²⁾ (en dollars)	1,10	1,48	0,71	1,31	1,25	1,48	1,27	1,41
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	3 218	3 831	2 689	3 045	3 493	3 787	3 397	3 169
par action ordinaire ¹⁾²⁾ (en dollars)	2,68	3,16	2,20	2,46	2,78	2,98	2,65	2,46
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	3 785	2 919	2 156	5 083	4 261	3 829	2 787
par action ordinaire ²⁾ (en dollars)	3,27	3,13	2,38	1,74	4,05	3,36	2,98	2,16
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	1 699	2 347	981	1 900	1 923	2 232	1 350	1 858
par action ordinaire ¹⁾²⁾ (en dollars)	1,42	1,94	0,80	1,53	1,53	1,76	1,05	1,44
Rendement du capital investi (« RCI »)¹⁾³⁾ (%) , sur 12 mois)	11,3	11,0	11,1	12,8	13,0	15,6	15,6	15,7
Dettes nettes¹⁾⁴⁾	6 337	7 147	7 673	7 559	6 861	7 968	9 054	9 552
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire ²⁾	0,60	0,57	0,57	0,57	0,57	0,55	0,55	0,55
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$CA)	60,92	58,24	51,01	55,72	51,31	49,92	52,15	49,99
Bourse de New York (\$US)	44,36	41,81	37,45	38,72	35,68	36,92	38,10	36,91

- 1) Cette mesure financière représente une mesure financière hors PCGR ou comprend une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, la dette nette, les flux de trésorerie disponibles et le RCI sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport de gestion publié par Suncor pour le trimestre ou l'exercice visé (le « rapport de gestion applicable », ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca).
- 2) De base par action.
- 3) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- 4) Au deuxième trimestre de 2024, la Société a revu la définition de la dette nette afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	59,15	64,95	63,70	71,40	70,30	75,15	80,55	76,95
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	63,70	69,10	67,80	75,70	74,70	80,25	84,90	83,25
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,70	8,80	10,10	11,10	11,85	13,90	12,05	14,10
MSW à Edmonton	\$ CA/b	76,55	86,40	84,25	95,30	94,95	98,00	105,25	92,20
WCS à Hardisty	\$ US/b	47,95	54,55	53,50	58,75	57,75	61,65	67,00	57,60
Écart léger/lourd entre le WCS et le WTI	\$ US/b	(11,20)	(10,40)	(10,20)	(12,65)	(12,55)	(13,50)	(13,55)	(19,35)
(Écart) prime – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	(1,30)	1,35	1,00	(2,35)	0,85	1,30	2,80	(7,40)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	57,00	63,10	63,50	69,90	70,65	71,30	77,15	72,80
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	2,20	0,60	1,65	2,05	1,45	0,65	1,10	2,20
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	43,00	51,30	40,50	39,80	51,50	55,35	45,15	99,30
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	29,90	29,95	25,90	21,05	18,80	21,05	24,75	27,05
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	21,50	26,40	22,05	14,65	13,85	19,35	18,85	19,80
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	31,75	42,05	38,20	22,30	20,95	20,35	29,30	26,85
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	27,15	27,10	23,20	20,85	17,00	18,90	22,10	27,95
Obligation au titre des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	6,10	6,40	6,15	4,75	4,05	3,90	3,40	3,70
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾	\$ US/b	32,00	31,20	27,85	26,80	24,25	26,05	26,70	35,95
Taux de change (moyen)	\$ US/\$CA	0,72	0,73	0,72	0,70	0,71	0,73	0,73	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$CA	0,72	0,72	0,73	0,69	0,69	0,74	0,73	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 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.

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation ajustés trimestriels de Suncor sont principalement attribuables aux volumes de production, lesquels peuvent être influencés par 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. Les tendances au chapitre du résultat net trimestriel et des fonds provenant de l'exploitation ajustés trimestriels subissent également l'incidence d'événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme des incidents liés à l'exploitation.

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements importants suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- La Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, le renversement d'une provision liée à un placement en titres de capitaux propres de 66 M\$ au quatrième trimestre de 2025.
- Au deuxième trimestre de 2025, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 95 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations et de 41 M\$ dans le secteur R&C.
- Au quatrième trimestre de 2024, la Société a comptabilisé une perte à l'extinction d'une dette à long terme de 144 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations par suite du remboursement anticipé de certaines séries de billets en circulation.
- Au cours du quatrième trimestre de 2024, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 212 M\$.

8. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

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

(en millions de dollars)	Exercices clos les			Total
	31 décembre 2025		31 décembre 2024	
	Maintien et maintenance ¹⁾	Investissements économiques ²⁾	Total	Total
Sables pétrolifères				
<i>Usine de base du secteur Sables pétrolifères</i>	919	444	1 363	1 852
<i>In situ</i>	200	373	573	498
<i>Fort Hills</i>	296	456	752	760
<i>Syncrude</i>	820	237	1 057	962
E&P	—	723	723	862
R&C	887	261	1 148	1 186
Siège social et éliminations	40	2	42	46
	3 162	2 496	5 658	6 166
Intérêts sur la dette incorporés à l'actif			198	317
Total des dépenses en immobilisations			5 856	6 483

- 1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui visent à miser 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 et de maintenir la capacité de traitement actuelle.
- 2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui devraient entraîner une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves ou 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.

Activités d'investissement en 2025 :

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 5,658 G\$ en 2025, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 6,166 G\$ au cours de l'exercice précédent. En 2025, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 198 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 317 M\$ au cours de l'exercice précédent.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques en 2025 ont été principalement affectées à ce qui suit:

- l'achèvement du projet de remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères;
- la conception et la construction des plateformes de puits visant la mise en valeur des réserves supplémentaires qui visent à assurer le maintien des niveaux de production actuels, ainsi que des initiatives visant à augmenter davantage la capacité de production des activités *in situ*;
- les achats de matériel minier et le début des travaux liés à l'ouverture de la deuxième zone de la fosse Nord à Fort Hills;
- l'achèvement des travaux liés au projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake et la poursuite du projet d'extension est de la mine Mildred Lake, ainsi que la préparation de la conversion à un système de transport autonome à Syncrude;
- la progression du projet d'extension ouest de White Rose du secteur E&P;
- l'amélioration des activités de vente et de commercialisation du secteur R&C, y compris les investissements stratégiques continus dans certains emplacements de vente au détail appartenant à la Société, ainsi que le changement d'image de marque de sites partenaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance en 2025 ont été affectées principalement à ce qui suit :

- les travaux de révision et de maintenance planifiés, l'aménagement de la mine et des installations de gestion des résidus des mines afin de soutenir les activités en cours, ainsi que d'autres projets de maintenance du secteur Sables pétrolifères;
- les travaux de révision et de maintenance planifiés pour le maintien des actifs de raffinage, de vente au détail et de logistique du secteur R&C.

Travaux planifiés en 2026 :

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques prévues en 2026 se rapportent principalement à ce qui suit :

- la conception et la construction des plateformes de puits visant la mise en valeur des réserves supplémentaires qui visent à assurer le maintien des niveaux de production actuels, ainsi que les initiatives visant à augmenter davantage la capacité de production des activités *in situ*.
- l'achat de matériel minier et l'avancement des travaux en vue de l'ouverture de la deuxième mine de la fosse Nord de Fort Hills.
- la poursuite du projet d'extension est de la mine Mildred Lake et la mise en œuvre du système de transport autonome à Syncrude.
- l'achèvement du projet d'extension ouest de White Rose dans le secteur E&P.
- l'amélioration des activités de vente et de commercialisation du secteur R&C, y compris les investissements stratégiques continus dans certains emplacements de vente au détail appartenant à la Société, ainsi que le changement d'image de marque de sites partenaires.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance prévues en 2026 se rapportent principalement à ce qui suit :

- les travaux de révision et de maintenance planifiés, l'aménagement de la mine et des installations de gestion des résidus afin de soutenir les activités en cours, ainsi que d'autres projets de maintenance dans le secteur Sables pétrolifères;
- les activités de maintien et de maintenance planifiées axées sur le maintien continu des actifs de raffinage, de vente au détail et de logistique dans le secteur R&C.

9. Situation financière et situation de trésorerie

Situation de trésorerie et sources de financement

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	2023
Flux de trésorerie liés aux			
Activités d'exploitation	12 781	15 960	12 344
Activités d'investissement	(6 022)	(6 472)	(6 511)
Activités de financement	(6 468)	(7 882)	(5 990)
(Profit) perte de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(125)	149	(94)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	166	1 755	(251)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	3 650	3 484	1 729
RCI ¹⁾²⁾³⁾ (%)	11,3	13,0	16,3
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾⁴⁾ (en nombre de fois)	0,5	0,5	0,7
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾⁴⁾ (%)	18,1	18,9	21,1
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾⁴⁾ (%)	12,3	13,4	18,5

- Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde-Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, l'exercice clos le 31 décembre 2024 et l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le RCI aurait été de 13,6 %, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada.
- En 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette, et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- En 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette et de la dette totale afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société se sont chiffrés à 12,781 G\$ en 2025, en comparaison de 15,960 G\$ en 2024. Cette diminution découle principalement de la diminution des prix obtenus en amont, déduction faite de la baisse des redevances, ce qui reflète la diminution des cours de référence du pétrole brut, et d'une perte de change sur les éléments du fonds de roulement, en comparaison d'un profit pour l'exercice précédent, ainsi que de l'augmentation des charges d'exploitation et frais de transport, en partie contrebalancées par la hausse de la production en amont et en aval et des volumes de ventes, ainsi que par l'augmentation des marges de raffinage en aval.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'exercice considéré n'ont pas été touchés de façon significative par les variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, puisque la diminution des dettes fournisseurs et des charges à payer, ce qui tient compte de l'incidence du calendrier des paiements des taxes à la consommation, a en grande partie contrebalancé la diminution des soldes des créances ainsi que l'incidence du calendrier des acomptes provisionnels versés. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'exercice précédent reflètent une entrée de trésorerie prise en compte dans le fonds de roulement, laquelle s'explique essentiellement par l'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer, ce qui tient compte de l'incidence du calendrier des paiements des taxes à la consommation, par la baisse des soldes des créances, ce qui reflète la diminution des cours de référence des marchandises qui a été observée en 2024, ainsi que par un prélèvement sur les stocks lié à une hausse des volumes de ventes.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 6,022 G\$ en 2025, en comparaison de 6,472 G\$ en 2024. Cette diminution tient principalement à la baisse des dépenses en immobilisations en 2025, partiellement contrebalancée par l'augmentation du fonds de roulement hors trésorerie liés aux investissements en 2025 comparativement à une diminution en 2024.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

La Société a affecté des flux de trésorerie de 6,468 G\$ aux activités de financement en 2025, en comparaison de 7,882 G\$ en 2024. Cette diminution s'explique essentiellement par le remboursement sur la dette à long terme et la réduction de la dette à court terme au cours de l'exercice précédent, en partie contrebalancés par la hausse des rachats d'actions et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location en 2025.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des facilités de crédit disponibles, y compris le papier commercial. 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 2026, de l'ordre de 5,6 G\$ à 5,8 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 dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents de trésorerie. 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 qualité 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

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et ses équivalents, qui s'élevaient à 3,650 G\$ au 31 décembre 2025, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 12 jours. En 2025, ces placements ont rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 10,5 M\$.

Activités de financement

Les intérêts sur la dette et les obligations locatives de Suncor (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif) se sont élevés à 896 M\$ en 2025, avoisinant ceux de 940 M\$ inscrits en 2024, en raison d'une diminution de la charge d'intérêts sur la dette attribuable aux remboursements sur la dette qui ont eu lieu en 2024, en partie contrebalancée par une hausse des intérêts sur les contrats de location.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 5,219 G\$ au 31 décembre 2025, en baisse comparativement à 5,475 G\$ au 31 décembre 2024. Au cours du quatrième trimestre de 2025, la Société a prorogé l'échéance de ses facilités de crédit consortiales, la faisant passer d'octobre 2027 et d'octobre 2028 à décembre 2028 et à décembre 2029, respectivement.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2025 :

(en millions de dollars)	2025
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2029	2 750
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2028	2 469
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	1 070
Total des facilités de crédit	6 289
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(725)
Total des facilités de crédit inutilisées ¹⁾	5 564

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins en liquidité s'établissaient à 5,219 G\$ au 31 décembre 2025 (5,475 G\$ au 31 décembre 2024).

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 détenus par le public. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale et ses obligations locatives soient d'au plus 65 % de sa dette totale et de ses obligations locatives majorées des capitaux propres. Au 31 décembre 2025, le ratio de la dette totale et des obligations locatives/dette totale et obligations locatives majorées des capitaux propres était de 24,3 % (24,8 % au 31 décembre 2024), soit une baisse par rapport à l'exercice précédent attribuable essentiellement à l'augmentation des capitaux propres et à une baisse de la dette à long terme. Au 31 décembre 2025, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	2025
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2024	10 345
Diminution de la dette à long terme	(4)
Diminution de la dette à court terme	—
Incidence du change sur la dette et autres	(354)
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2025	9 987
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2025	3 650
Dette nette ¹⁾ au 31 décembre 2025	6 337

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.

La dette totale de la Société a diminué au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, en raison essentiellement de l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2024.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, la Société a émis des billets non garantis de premier rang d'un montant en capital global de 1,0 G\$, qui consistent en des billets de série 11 à moyen terme d'un montant en capital de 500 M\$ échéant le 14 novembre 2027 et assortis d'un taux d'intérêt de 2,95 %, et en des billets à moyen terme de série 12 d'un montant en capital de 500 M\$ échéant le 14 novembre 2030 et assortis d'un taux d'intérêt de 3,55 %. Les frais d'émission de titres de créance se sont chiffrés à 4 M\$ et ont été portés en déduction de la valeur comptable de la dette et amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Le produit net d'environ 1 G\$ tiré de l'émission a été utilisé pour rembourser les billets à moyen terme de série 9 à 5,60 %, échéant en 2025, d'un montant en capital de 1 G\$.

Au 31 décembre 2025, la dette nette de Suncor s'est établie à 6,337 G\$, par rapport à 6,861 G\$ au 31 décembre 2024. La variation de la dette nette découle avant tout des facteurs mentionnés ci-dessus et de l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés s'est établi à 0,5 fois.

Notations

Les notations de crédit obtenues par la Société influent sur le coût de ses capitaux empruntés et sur sa liquidité. La capacité de la Société à obtenir des emprunts non garantis à un coût raisonnable dépend avant tout du maintien d'une note élevée. Une baisse des notes de la Société pourrait compromettre sa capacité à obtenir du financement, à accéder aux marchés financiers et à conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture à un coût raisonnable dans le cours normal de ses activités, et pourrait l'obliger à offrir des garanties supplémentaires à l'égard de certains contrats.

Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital-Notes de crédit » de la notice annuelle 2025 de Suncor pour une description des notations de crédit actuelles de Suncor.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 décembre 2025
Actions ordinaires	1 193 520
Options sur actions ordinaires – exerçables	2 577
Options sur actions ordinaires – non exerçables	2 177

Au 24 février 2026, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 186 910 947 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 3 579 577. 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

(en milliers d'actions ordinaires)	Date de début	Expiration	Nombre maximal d'actions pouvant être rachetées	Nombre maximal d'actions pouvant être rachetées (%)	Nombre d'actions rachetées
Offre publique de rachat de 2023	17 février 2023	16 février 2024	132 900	10	47 107
Offre publique de rachat de 2024	26 février 2024	25 février 2025	128 700	10	61 066
Offre publique de rachat de 2025	3 mars 2025	2 mars 2026	123 800	10	54 151
Offre publique de rachat de 2026	3 mars 2026	2 mars 2027	118 700	10	

La TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat d'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 3 mars 2026 et le 2 mars 2027, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 118 700 000 de ses actions ordinaires, soit environ 10% de son flottant au 18 février 2026.

Entre le 3 mars 2025 et le 24 février 2026, conformément à son offre publique de rachat précédente, Suncor a racheté 54 150 911 actions ordinaires sur le marché libre, soit 4.4% de ses actions ordinaires au 18 février 2025, pour 3,075 G\$, à un prix moyen pondéré de 56,79 \$ 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 actions ordinaires représente une occasion de placement intéressante et est dans l'intérêt supérieur de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'attribuer de la trésorerie pour racheter de ses actions ordinaires ait une incidence sur sa stratégie à long terme.

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	2023
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	55 322	55 564	51 982
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	54,68	52,33	42,96
Coût des rachats d'actions	3 025	2 908	2 233

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Outre les obligations exécutoires et juridiquement contraignantes qui sont présentées dans le tableau ci-dessous, Suncor a contracté, dans le cours normal de ses activités, des obligations en matière de produits et de services qu'elle peut résilier moyennant un bref préavis, notamment des engagements visant l'achat de marchandises pour lesquelles il existe un marché actif et fortement liquide et qui sont destinées à la revente peu après l'achat.

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 situation financière ou sa performance financière, y compris ses ressources en matière de trésorerie et de capital.

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables.

(en millions de dollars)	Montant à payer par périodes					Par la suite	Total
	2026	2027	2028	2029	2030		
Transport et stockage des produits	1 855	1 658	1 600	1 493	1 346	9 971	17 923
Contrats à long terme au titre des services énergétiques et autres contrats à long terme	393	280	185	172	173	150	1 353
Engagements au titre de travaux de prospection	—	—	—	—	—	477	477
Total des engagements	2 248	1 938	1 785	1 665	1 519	10 598	19 753
Dettes à long terme ¹⁾	1 500	1 040	806	504	1 087	11 355	16 292
Obligations locatives ²⁾	888	721	625	538	400	3 871	7 043
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ³⁾	624	658	491	468	497	19 507	22 245
Total des engagements et des obligations	7 508	6 295	5 492	4 840	5 022	55 929	65 333

1) Comprennent la dette à long terme et les versements d'intérêts sur la dette à long terme. Se reporter aux notes 20 et 26 des états financiers consolidés audités de 2025 de Suncor.

2) Comprennent les versements d'intérêts sur les obligations locatives.

3) Représentent le montant non actualisé (compte non tenu de l'inflation) des coûts de remise en état des lieux et de démantèlement. Se reporter à la note 23 des états financiers consolidés audités de 2025 de Suncor.

Transactions avec des parties liées

Suncor conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités, ce qui comprend les achats de charges d'alimentation, la distribution de produits raffinés et la vente de produits raffinés et de sous-produits. Il s'agit de transactions avec des coentreprises et des entités liées dans le cadre des activités du secteur R&C de la Société, notamment des sociétés de produits pétrochimiques, de produits raffinés et de pipelines. Se reporter à la note 30 des états financiers consolidés audités de 2025 pour obtenir plus de précisions sur ces transactions et sur la rémunération des principaux dirigeants.

Instruments financiers

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, ainsi qu'à des fins de négociation. L'incidence sur le résultat net des dérivés utilisés pour gérer un risque donné est constatée dans les autres produits du secteur visé. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, l'incidence avant impôt pour les activités de gestion des risques et de négociation de l'énergie correspond à une perte de 161 M\$ (bénéfice avant impôt de 114 M\$ en 2024).

Les profits ou les pertes liés aux dérivés sont comptabilisés au poste « Autres produits » à l'état consolidé du résultat global.

(en millions de dollars)	2025	2024
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	82	(20)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice	161	114
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice	(50)	(12)
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	193	82

La juste valeur des instruments financiers dérivés est comptabilisée aux états consolidés de la situation financière.

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2025	2024
Créances	267	153
Dettes fournisseurs	(74)	(71)
	193	82

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Suncor pourrait subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés n'étaient pas en mesure d'honorer leurs obligations aux termes de ces contrats. La Société atténue ce risque en concluant des contrats avec des contreparties jouissant de notations élevées. En outre, la direction procède à des examens périodiques des notations de ces contreparties et du risque de crédit que celles-ci peuvent présenter. L'exposition de la Société est limitée aux contreparties qui ont conclu des contrats sur instruments dérivés ayant des justes valeurs nettes positives à la date de clôture.

Les activités de gestion des risques de Suncor font l'objet d'examens périodiques par la direction, qui vise à déterminer les besoins de la Société en matière de couverture en fonction de son seuil de tolérance à l'égard du risque de volatilité du marché et de ses besoins en flux de trésorerie stables pour financer sa croissance future. Les activités de gestion du risque marchandises et de négociation sont gérées par un groupe de gestion des risques distinct, qui examine et contrôle les pratiques et les politiques et effectue une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

Il convient de se reporter à la note 26 des états financiers consolidés audités de 2025 de la Société pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour connaître les hypothèses retenues dans le calcul de la juste valeur, pour obtenir une analyse de sensibilité décrivant l'effet des fluctuations des cours des marchandises sur nos contrats financiers dérivés et une analyse plus détaillée des risques auxquels nous sommes exposés et des mesures que nous mettons en œuvre pour les atténuer.

10. Méthodes comptables significatives et estimations comptables critiques

Une description des méthodes comptables significatives de Suncor est présentée à la note 3 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Mise à jour sur les prises de position récentes en comptabilité

Les normes, modifications et interprétations qui ont été publiées, mais qui n'étaient pas encore en vigueur à la date d'autorisation des états financiers consolidés de la Société et qui peuvent influencer sur les informations à fournir et la situation financière de la Société sont présentées ci-dessous. La Société a l'intention d'adopter ces normes, modifications et interprétations, s'il y a lieu, au moment de leur entrée en vigueur.

En avril 2024, l'IASB a publié l'IFRS 18, *Présentation et informations à fournir dans les états financiers*, qui remplacera l'IAS 1, *Présentation des états financiers*. La nouvelle norme introduit deux nouveaux sous-totaux obligatoires ainsi que des catégories définies de produits et de charges dans les états consolidés du résultat global, en plus de renforcer les exigences relatives au regroupement de l'information dans les états financiers consolidés. Les mesures de performance définies par la direction devront également être présentées dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

Par suite de l'adoption de la nouvelle norme et des autres modifications, l'IFRS 18 exige la présentation d'un nouveau sous-total du résultat d'exploitation, qui servira de point de départ pour la détermination des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation selon la méthode indirecte. La nouvelle norme et les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et seront appliquées de manière rétrospective, avec application de certaines dispositions transitoires. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 18 et des autres modifications sur les états financiers consolidés.

En mai 2024, l'IASB a publié des modifications de l'IFRS 9, *Instruments financiers*, et de l'IFRS 7, *Informations à fournir*, afin d'apporter des éclaircissements au sujet de la date de comptabilisation et de décomptabilisation de certains actifs financiers et passifs financiers. Ces modifications comprennent également une nouvelle exception à l'égard de certains passifs financiers réglés au moyen d'un système de paiement électronique. Les modifications s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2026, leur adoption anticipée étant toutefois permise. La Société ne s'attend pas à ce que ces modifications aient une incidence importante sur les états financiers consolidés à la suite de leur première application.

Principales estimations comptables et jugements importants et autres

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit procéder à des estimations et poser des jugements 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 éventualités. Ces estimations et jugements peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible.

Réserves de pétrole et de gaz

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz de la Société est prise en compte dans l'évaluation de la charge d'amortissement et d'épuisement et des pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état et des regroupements d'entreprises. L'estimation des réserves prouvées et probables est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel. Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2025 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les prix des marchandises futurs prévus, les données techniques ainsi que le montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Les estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2025, lesquelles pourraient être considérablement différentes au cours de périodes subséquentes.

Frais de prospection et d'évaluation

Certains frais de prospection et d'évaluation sont initialement incorporés à l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit poser des jugements à l'égard d'événements ou de circonstances futurs et fait des estimations dans le but d'évaluer la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Ces frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer l'intention de mettre en valeur le projet. Le taux de succès des forages ou les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des jugements importants dans le cadre de cette confirmation. La détermination du moment auquel ces coûts doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction et tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires des organismes de réglementation, les partenariats et le processus d'autorisation interne des projets de la Société.

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

Une UGT correspond au plus petit groupe d'actifs intégrés qui génère des rentrées de trésorerie identifiables largement indépendantes des rentrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT fait intervenir une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, à l'infrastructure partagée et à la façon dont la direction surveille les activités.

Dépréciation d'actifs

La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence d'indicateurs de dépréciation d'actifs ou de reprises en fonction de nombreux facteurs internes et externes, comme les fluctuations importantes à la hausse ou à la baisse des volumes de production, des prix des marchandises, des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation prévus, ainsi que les répercussions de la transition énergétique.

La valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Les principales estimations retenues par la Société pour déterminer la valeur recouvrable comprennent habituellement les prix futurs estimatifs des marchandises, les taux d'actualisation, les volumes de production prévus, les charges d'exploitation futures, y compris les coûts associés aux GES et les frais de mise en valeur, l'impôt sur résultat et les marges de raffinage. Pour déterminer la valeur recouvrable, la direction peut également avoir à poser des jugements quant à la probabilité que survienne un événement futur. Des changements apportés à ces estimations et jugements influenceront sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourraient donner lieu à un ajustement significatif de leur valeur comptable.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

En ce qui a trait à la provision de démantèlement et de remise en état, la direction exerce son jugement pour évaluer les exigences réglementaires futures, l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état, ainsi que la méthode prévue pour la remise en état, à la fin de chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou aux activités d'exploitation normales.

Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience d'exploitation, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futur peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements apportés aux hypothèses concernant l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés. Les paiements visant à régler les provisions pour démantèlement et remise en état sont effectués en fonction de la durée de vie estimative de l'actif sous-jacent, compte tenu des considérations liées à la transition énergétique abordées ci-dessous.

Changements climatiques

Les changements climatiques, la demande mondiale d'énergie et la transition vers une économie sobre en carbone ont été pris en compte lors de l'établissement des états financiers consolidés. Ces facteurs influent principalement sur les hypothèses relatives aux prix des marchandises, à l'évaluation des actifs, aux estimations des réserves et au calendrier des activités de remise en état. Ils peuvent également avoir une incidence sur les actifs et passifs futurs. Suncor intègre les coûts estimatifs des émissions de GES dans sa planification opérationnelle et l'évaluation de ses projets, et ces estimations sont suivies et mises à jour de façon continue, au besoin.

Droits de douane

Le gouvernement des États-Unis d'Amérique a continué d'appliquer ou de proposer des droits de douane sur divers produits canadiens. La Société suit de près l'évolution de la situation et continuera d'évaluer les répercussions de ces droits et mesures. À ce jour, les modifications apportées aux droits de douane, qu'elles aient été mises en œuvre ou proposées, n'ont pas eu d'incidence significative sur les coûts des intrants de la Société. L'incidence de droits de douane potentiels futurs sur les résultats financiers de la Société demeure très incertaine; par conséquent, elle ne peut être quantifiée à l'heure actuelle.

Avantages sociaux futurs

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite reçus par les employés est estimé selon des méthodes d'évaluation actuarielles qui reposent sur un jugement professionnel. Les estimations généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement des actifs des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

11. Facteurs de risque

La Société s'est engagée à adopter un programme de gestion des risques d'entreprise visant à favoriser la prise de décisions par l'identification et l'évaluation systématiques des risques inhérents à ses actifs et à ses activités. Certains de ces risques sont communs à toutes les sociétés pétrolières et gazières, tandis que d'autres sont propres à Suncor. La matérialisation de l'un ou l'autre des risques présentés ci-dessous pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Facteurs de risques financiers

Exposition au prix des marchandises

Les résultats financiers de Suncor sont sensibles aux prix du pétrole brut, aux prix des produits pétroliers raffinés et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et de l'électricité. Ces prix sont déterminés par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale, qui sont indépendants de la volonté de la Société. Des prix faibles ou volatils sur une période prolongée ou des contraintes liées au transport ou au stockage pourraient entraîner une réduction de la production et des taux d'utilisation des raffineries, donner lieu à des dépréciations d'actifs et retarder des projets de croissance.

Les prix du pétrole brut peuvent également subir l'incidence, entre autres, de la vigueur de l'économie mondiale (particulièrement dans les marchés émergents), des contraintes liées à l'accès aux marchés, du déséquilibre de l'offre et de la demande régionales et internationales, des faits nouveaux sur le plan politique et des mesures gouvernementales, d'un conflit géopolitique, de la décision de l'OPEP+ concernant les quotas à ses membres, du respect ou du non-respect des quotas convenus par les membres de l'OPEP+ et d'autres pays, des modifications de la politique économique du gouvernement des États-Unis (y compris l'imposition de droits de douane supplémentaires) et des conditions météorologiques. Ces facteurs influent différemment sur les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger (dont le bitume fluidifié) et entre le pétrole brut conventionnel et le pétrole brut synthétique.

Les prix des produits pétroliers raffinés et les marges de raffinage sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, l'accès aux marchés, la concurrence exercée sur les marchés, les coûts de la mise en conformité à la réglementation et d'autres facteurs du marché local. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont influencés, entre autres, par l'offre et la demande, par les niveaux des stocks, par les conditions météorologiques et par les prix d'autres sources d'énergie.

De plus, les producteurs pétroliers de l'Amérique du Nord, particulièrement du Canada, pourraient obtenir pour leur production des prix inférieurs à certains prix offerts à l'échelle internationale, en partie en raison des contraintes touchant la capacité de transport et de vente de ces produits sur les marchés internationaux. L'incapacité de mettre fin à ces contraintes pourrait faire en sorte que les producteurs pétroliers continuent d'obtenir des prix réduits ou inférieurs. La production du secteur Sables pétrolifères de Suncor comprend d'importantes quantités de bitume et de pétrole brut synthétique qui pourraient se négocier à escompte par rapport au prix du brut léger et moyen. Le bitume et le pétrole brut synthétique coûtent généralement plus cher à produire et à traiter. En outre, la valeur marchande de ces produits peut différer du cours du brut léger et moyen établi sur les marchés boursiers. En conséquence, les prix obtenus pour le bitume et le pétrole brut synthétique pourraient ne pas correspondre au cours de référence en fonction duquel ils sont établis.

Tous les prix des marchandises dont il est question ci-dessus pourraient également souffrir considérablement d'une période prolongée de baisse de la demande découlant d'épidémies, de pandémies et d'autres crises de santé publique dans les régions où Suncor exerce des activités ou a des fournisseurs, clients ou employés.

Accès à des capitaux

Suncor prévoit financer ses dépenses en immobilisations futures au moyen des flux de trésorerie, des facilités de crédit et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. L'accès à ces sources de financement dépend des prix des marchandises, de la conjoncture des marchés et de l'intérêt des investisseurs pour le secteur de l'énergie en général et pour les titres de la Société en particulier. Des politiques de décarbonation plus strictes pourraient restreindre l'accès au financement ou en accroître le coût. Un endettement plus élevé pourrait réduire la souplesse financière de la Société et nuire à ses notations de crédit. Suncor est tenue de respecter des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes des conventions régissant ses facilités de crédit et ses titres d'emprunt et, si la Société ne respectait pas ces clauses restrictives, elle pourrait devoir rembourser les montants empruntés plus tôt que prévu ou pourrait avoir de la difficulté à obtenir des capitaux supplémentaires ou, encore, à en obtenir selon des modalités avantageuses.

Les agences de notation évaluent régulièrement la situation financière de la Société, y compris ses filiales. Les notations qu'elles accordent à la dette à long terme et à la dette à court terme de Suncor reposent sur divers facteurs, notamment sur des facteurs qui sont indépendants de la volonté de la Société. Les agences de notation pourraient éventuellement abaisser l'une des notations de Suncor, ou plusieurs d'entre elles, ce qui pourrait restreindre son accès au marché public ou privé du crédit et ainsi faire augmenter le coût d'emprunt pour la Société.

Inflation

Une inflation persistante peut accroître les coûts structurels et avoir une incidence sur les plans d'affaires. Les mesures gouvernementales, comme l'imposition de taux d'intérêt plus élevés, l'augmentation ou l'imposition de droits de douane sur les biens importés des États-Unis ou exportés vers les États-Unis, pourraient accroître davantage les coûts et amplifier les autres risques énumérés dans la présente rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion.

Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme canadiens et américains, du fait qu'une partie de sa capacité d'emprunt provient de facilités de crédit renouvelables à taux variable et de papier commercial et qu'elle investit ses liquidités excédentaires dans des instruments de créance à court terme et des instruments du marché monétaire, ce qui compense dans une certaine mesure les expositions. Suncor peut également être exposée à des taux d'intérêt plus élevés au moment où les instruments d'emprunt arrivent à échéance et doivent être refinancés, ou lorsqu'elle doit obtenir un nouveau financement par emprunt. La Société est également exposée au risque de taux d'intérêt si des instruments dérivés sont utilisés pour la gestion de son portefeuille d'emprunts.

Fluctuations des taux de change

La majeure partie des produits que tire Suncor de la vente de produits pétroliers et gaziers sont fondés sur des prix qui sont déterminés en fonction de cours de référence en dollars américains, tandis que la majeure partie de ses dépenses sont engagées en dollars canadiens. Suncor a également des actifs et des passifs, qui sont libellés en dollars américains et convertis (en dollars canadiens) à chaque date de clôture. Par conséquent, ses résultats financiers peuvent se ressentir fortement des variations des taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain.

Redevances, taxes et impôts et droits de douane

Suncor est assujettie au versement de redevances et de taxes et impôts gouvernementaux sur plusieurs territoires et est exposée au risque que les droits de douane augmentent. Les redevances peuvent varier par suite des fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, de la production, des volumes, des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation ou encore par suite de modifications apportées à la législation en vigueur ou aux contrats de partage de la production. De plus, des audits réglementaires portant sur les déclarations des exercices antérieurs peuvent influencer sur le montant définitif des redevances à payer et pourraient avoir une incidence significative sur la charge de redevances de la Société.

L'impossibilité de réaliser pleinement les avantages fiscaux prévus, y compris l'avantage fiscal prévu lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada, à l'impôt sur le résultat, à l'impôt foncier, aux taxes sur le carbone, aux droits de douane, aux droits à l'importation, aux quotas et aux rajustements de taxes frontalières sur ses produits, de même qu'aux taxes et impôts et autres coûts de conformité imposés par les gouvernements pourrait avoir une incidence défavorable sur la structure de coûts, les flux de trésorerie et la performance financière globale de la Société.

En février 2025, le gouvernement américain a annoncé d'éventuels nouveaux droits de douane, entre autres sur les importations canadiennes aux États-Unis. En réponse, le gouvernement canadien a indiqué qu'il pourrait imposer des droits de douane de rétorsion sur certains biens importés des États-Unis. Une partie du pétrole brut de la Société est exportée vers les États-Unis, et les droits de douane pourraient avoir une incidence négative sur les prix des matières premières et augmenter la volatilité, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur les activités de la Société ainsi que sur sa situation financière, ses résultats d'exploitation et ses flux de trésorerie liés à l'exploitation. En outre, certains biens utilisés par la Société dans le cadre de ses activités proviennent des États-Unis et les droits de douane proposés par le gouvernement canadien pourraient augmenter certains coûts de la Société, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur ses activités, sa situation financière et ses flux de trésorerie.

Le calendrier et l'étendue des droits de douane américains et canadiens restent actuellement très incertains et il est impossible de quantifier de façon fiable les répercussions financières qu'ils auront. Suncor continue de surveiller les droits de douane proposés et en évaluera les répercussions potentielles à mesure que des renseignements supplémentaires seront disponibles.

Activités de négociation de l'énergie et de gestion des risques et exposition aux contreparties

Du fait de la nature de ses activités liées à la négociation de l'énergie et à la gestion des risques, dans le cadre desquelles elle peut avoir recours à des instruments financiers dérivés ou à d'autres positions physiques pour offrir une valeur ajoutée à Suncor et pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des marchandises et aux autres risques de marché, la Société est exposée à des risques financiers, qui comprennent, sans toutefois en exclure d'autres, les suivants : les variations défavorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt ou des taux de change, qui peuvent entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; un nombre insuffisant de contreparties en raison des conditions de marché ou d'autres circonstances, ce qui peut faire en sorte que la Société se trouve incapable de liquider ou de compenser une position, ou encore de le faire à un prix égal ou qui se rapproche du prix antérieur sur le marché; ainsi que le risque de défaillance de la contrepartie.

Dividendes et rachats d'actions

Le versement futur de dividendes sur ses actions ordinaires et les rachats futurs d'actions ordinaires qu'effectue Suncor sont tributaires, entre autres, de ses obligations législatives et des exigences des bourses, du contexte commercial en vigueur, de sa situation financière, de ses résultats d'exploitation, de ses flux de trésorerie, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes et ses projets de croissance, des clauses restrictives relatives à sa dette et d'autres critères commerciaux que le conseil pourrait considérer comme pertinents. Rien ne garantit que Suncor continuera de verser des dividendes ou de racheter des actions.

Environnement de contrôle

Il se pourrait qu'en raison des limites qui leur sont inhérentes, les contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou déceler toutes les inexactitudes, et même les contrôles qui sont jugés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. L'incapacité à prévenir, à détecter et à corriger des anomalies pourrait avoir une incidence sur la présentation des activités, de la situation financière et des résultats d'exploitation de Suncor.

Couverture d'assurance

Suncor maintient une couverture d'assurance dans le cadre de son programme de gestion des risques. Toutefois, ces assurances peuvent ne pas fournir une couverture complète dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. La Société auto-assure certains risques et la couverture d'assurance de la Société ne couvre pas tous les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte découlant de ses activités.

Dans certains cas, certaines assurances pourraient devenir indisponibles ou offrir une protection limitée. Une augmentation importante des coûts pourrait amener la Société à décider de réduire, voire d'éliminer, la couverture. De plus, des assurances sont souscrites auprès d'un certain nombre d'assureurs tiers, souvent dans le cadre d'accords d'assurance à plusieurs niveaux, dont certains peuvent cesser de fournir une couverture d'assurance pour des raisons politiques ou stratégiques propres. Si l'un de ces assureurs refusait de continuer à fournir une couverture d'assurance, l'exposition globale au risque de la Société pourrait être accrue.

Facteurs de risque liés aux gouvernements et à la réglementation

Suncor exerce ses activités dans un cadre complexe de lois et de règlements fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques, municipaux et internationaux. Les activités de la Société sont assujetties à la réglementation et à l'intervention des gouvernements dans des domaines liés à l'industrie pétrolière et gazière, notamment l'octroi et le maintien des droits fonciers; les redevances; les taxes et impôts, y compris l'impôt sur le résultat; les taux de production; la protection de l'environnement; la santé et la sécurité; la réduction des émissions; l'approbation des infrastructures; l'imposition d'obligations particulières en matière de forage; le contrôle de la mise en valeur, de la remise en état et de l'abandon des champs et des sites miniers; les exigences du Mine Financial Security Program; et les activités d'exportation. Dans le cadre de ses activités en cours, la Société est également soumise à un nombre important de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité en vertu de diverses lois du Canada et des États-Unis, ainsi qu'en vertu d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. Le non-respect des lois et règlements applicables peut entraîner des amendes et des pénalités, des perturbations ou des arrêts d'exploitation, une atteinte à la réputation, des retards, une hausse des coûts, un refus ou une révocation de permis ou de licences, ainsi que d'éventuelles responsabilités juridiques.

Suncor doit obtenir et maintenir un grand nombre de permis, d'approbations réglementaires et de licences pour exploiter ses actifs et faire progresser ses projets. Ces processus peuvent comprendre des consultations auprès des peuples autochtones et d'autres parties prenantes, des évaluations des incidences environnementales, des audiences publiques ainsi que des obligations continues de conformité, telles que des garanties financières et des engagements en matière de remise en état. Le défaut de se conformer aux processus existants ou d'obtenir les approbations réglementaires requises pour des projets futurs pourrait avoir une incidence sur les possibilités de croissance et les niveaux de production futurs. La conformité peut également être influencée par des facteurs externes, notamment les actions de tiers exploitant des infrastructures partagées ou interdépendantes.

Le défaut d'obtenir, de maintenir ou de respecter les approbations ou conditions requises pourrait entraîner des amendes, des pénalités, des retards ou des arrêts d'exploitation, une atteinte à la réputation, une hausse des coûts ou la perte de licences et de permis. Des modifications aux politiques gouvernementales, aux lois ou à l'interprétation de la réglementation pourraient avoir une incidence significative sur les activités, la rentabilité et les perspectives de croissance futures de la Société.

Gestion des résidus miniers et rejet des eaux

Les plans de gestion des résidus liquides doivent être approuvés par l'Alberta Energy Regulator. Si une mine appartenant à Suncor ne remplit pas une condition de son plan approuvé, la Société pourrait se voir imposer des mesures disciplinaires, notamment être contrainte de réduire sa production, et d'autres sanctions de nature financière, dont l'obligation de payer des amendes de non-conformité ou d'ajouter des mesures de sécurité supplémentaires aux termes du programme de sécurité financière des mines (*Mine Financial Security Program*) du gouvernement de l'Alberta. Certaines révisions et mises à jour de politiques et de règlements sont toujours en cours d'élaboration. Ces mises à jour pourraient avoir une incidence sur les technologies que la Société prévoit employer pour gérer ses résidus et procéder aux travaux de remise en état, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses plans d'affaires. Dans ce contexte, la Société est également exposée au risque que leurs activités de gestion des résidus échouent ou ne se déroulent pas comme prévu.

Suncor utilise une approche intégrée de la gestion des eaux, des résidus et des fermetures pour une exploitation efficace, la réussite de la remise en état et de la fermeture des mines. L'incapacité à rejeter de l'eau traitée des mines dans l'environnement et l'absence de mécanisme d'approbation pour les lacs de fosse contenant des résidus continuent d'entraîner des problèmes de qualité de l'eau et des problèmes de rétention de l'eau sur les sites miniers de Suncor, ce qui a une incidence sur les activités actuelles et sur les plans de remise en état et de fermeture. L'absence de cadre réglementaire efficace dans ce domaine pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités et influencer sur la réussite des plans de fermeture et de remise en état des sites et sur le moment de leur mise en œuvre.

Réglementation sur le carbone

Les lois et les règlements actuels et futurs visant à soutenir la transition vers une énergie à plus faible intensité de carbone et la lutte contre le changement climatique peuvent imposer des contraintes importantes à l'exploitation des combustibles fossiles. Les préoccupations soulevées par les changements climatiques, l'extraction des combustibles fossiles, les émissions de GES et les pratiques d'utilisation de l'eau et des terres pourraient inciter les autorités gouvernementales à resserrer les lois et règlements qui s'appliquent à Suncor et aux autres sociétés du secteur de l'énergie en général, et du secteur des sables pétrolifères en particulier.

Des changements aux réglementations environnementales, notamment la réglementation touchant les changements climatiques et l'incertitude entourant la capacité de la Société à publier de l'information sur les questions liées aux changements climatiques, pourraient se répercuter sur la demande pour les produits de la Société, ou occasionner une hausse des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation, les coûts liés à l'abandon et à la remise en état et des coûts de distribution. Ces coûts supplémentaires potentiels pourraient ne pas être récupérables sur le marché et pourraient rendre les activités d'exploitation ou les projets d'expansion moins rentables ou non rentables. Ces modifications à la réglementation pourraient obliger Suncor à investir considérablement dans la mise au point de technologies ou d'autres produits énergétiques. Suncor continue de suivre de près les efforts déployés à l'échelle nationale et internationale pour lutter contre les changements climatiques.

Ces événements et d'autres événements à venir pourraient nuire à la demande des produits de Suncor, de même qu'à sa capacité à maintenir et à accroître sa production et ses réserves. Ils pourraient aussi nuire à sa réputation.

La décarbonisation des activités de base de Suncor pourrait exiger des dépenses en immobilisations et des ressources importantes, de sorte que les coûts requis pour réduire l'intensité de carbone de Suncor pourraient différer considérablement des estimations et attentes initiales et avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation de la Société.

Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre

La capacité de Suncor à atteindre son objectif de décarboniser ses activités de base et de réduire ses émissions de GES est assujettie à de nombreux risques et incertitudes. Les mesures prises pour atteindre ces objectifs peuvent exposer Suncor par ailleurs à des risques supplémentaires ou accrus de nature financière ou opérationnelle.

La réduction de l'intensité des GES dépend de divers facteurs, dont la capacité de Suncor à mettre en œuvre et à améliorer le rendement énergétique de ses installations, les possibilités de développement et de croissance futures qui s'offrent à elle, la mise au point et le déploiement de nouvelles technologies, la capacité à séquestrer et à capturer le carbone, les investissements réalisés dans la production d'électricité à plus faible intensité de carbone et le passage à des carburants à plus faible intensité de carbone. Advenant l'incapacité de mettre en œuvre ces stratégies et technologies, ou dans le cas où ces stratégies ou technologies ne fonctionneraient pas comme prévu, la Société pourrait être incapable de décarboniser ses activités de base.

À mesure que la réglementation et les cibles de réduction des GES deviendront de plus en plus rigoureuses, les émissions liées à l'exploitation absolues de GES de la Société pourraient continuer d'augmenter en raison de sa croissance, d'activités de fusion et acquisition et de changements dans l'exploitation d'actifs par Suncor ou des sociétés affiliées. L'augmentation des émissions de GES pourrait se répercuter sur la rentabilité des projets de la Société, puisque celle-ci sera tenue de payer des droits ou taxes supplémentaires. Des tiers pourraient également intenter des actions en justice contre Suncor en lien avec les changements climatiques, notamment dans le cadre de litiges concernant les émissions de GES, la production, la vente ou la promotion des carburants fossiles et des produits pétroliers et les informations à fournir sur les changements climatiques.

Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta

La mise en œuvre du Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta par l'entremise du *Lower Athabasca Regional Plan* (« LARP ») et l'élaboration continue de plans sous-régionaux dans ce cadre, ainsi que le respect de ses dispositions, pourraient avoir une incidence défavorable sur les biens et les projets que Suncor détient actuellement dans le nord de l'Alberta, notamment par suite de l'application de limites et de seuils environnementaux. L'incidence du LARP sur les activités de Suncor pourrait être indépendante de sa volonté, dans la mesure où elle pourrait découler de restrictions imposées en réponse aux répercussions cumulatives des activités de mise en valeur exercées par les autres exploitants dans la région, et non seulement en réponse aux répercussions directes des activités de Suncor.

Réglementation sur la gestion des eaux

Les activités de Suncor sont dépendantes de l'eau obtenue en vertu de licences et de permis délivrés par le gouvernement et les autorités de réglementation. Rien ne garantit que les permis de prélèvement et d'utilisation d'eau ne seront pas annulés ou restreints, ou que de nouvelles conditions ne viendront pas s'y ajouter. Il est également possible que les approches régionales en matière de gestion des eaux exigent la signature d'ententes de partage d'eau entre les parties intéressées. En outre, l'expansion des projets de la Société ou les changements apportés à ceux-ci pourraient dépendre de la capacité à obtenir des licences et des permis de prélèvement et d'utilisation d'eau additionnelle, et rien ne saurait garantir l'octroi de ces permis en temps opportun, à plus forte raison à des conditions favorables pour elle. L'adoption de nouvelles lois ou la modification de lois ou de règlements régissant l'accès à l'eau ou la gestion de l'eau déjà en vigueur pourraient également donner lieu à une hausse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation nécessaires au maintien du permis d'utilisation d'eau de la Société.

Biodiversité

Des espèces en péril existent dans les zones où Suncor exerce ses activités. La réglementation actuelle ou future visant les espèces en péril pourrait avoir une incidence sur les activités de Suncor. L'élaboration et la mise en œuvre des plans de gestion sous-régionales des populations de caribous forestiers pourraient se répercuter sur le rythme et l'ampleur du développement de Suncor dans la province, de même qu'entraîner une augmentation des coûts en raison des exigences en matière de remise en état et de compensation.

En vue de se conformer à la politique de l'Alberta à l'égard des milieux humides, les activités de mise en valeur futures de la Société menées en zone humide pourraient être assujetties à des frais de remplacement proportionnels au nombre d'hectares de milieux humides détruits; ces frais pourraient s'élever à des dizaines, voire à des centaines de millions de dollars par emplacement. Les activités et projets de croissance de Suncor qui ne sont pas régis par un cadre réglementaire mis en place avant 2016 (p. ex., la loi intitulée *Water Act*) seront visés par cette politique. Les coûts de remplacement des terres humides sont fondés sur la valeur des terres humides et peuvent être particulièrement élevés pour les futurs projets d'exploitation de sables pétrolifères et projets d'expansion en raison du peu de possibilités d'éviter ou de réduire au minimum les répercussions sur les terres humides.

Gestion de la qualité de l'air et de l'eau

Un certain nombre de règlements et de cadres relatifs à la qualité de l'air et de l'eau sont actuellement en place et continuent d'être élaborés, modifiés et mis en œuvre, ce qui a une incidence sur la Société. Ces mesures pourraient avoir une incidence sur les activités et les projets existants et prévus de la Société en exigeant des dépenses en immobilisations supplémentaires ou des dépenses d'exploitation et de conformité plus élevées, et la Société pourrait devoir éventuellement moderniser du matériel afin de respecter de nouvelles exigences et accroître ses plans de surveillance et d'atténuation. L'incidence complète de l'évolution de ces règlements et de ces cadres n'est pas encore connue.

Facteurs de risques liés à l'exécution opérationnelle

Chacun des principaux secteurs de Suncor comporte des risques financiers associés à une exploitation sécuritaire et fiable ou à une panne opérationnelle persistante. L'ampleur et le degré d'intégration des activités de Suncor ajoutent à la complexité.

Les secteurs de la Société sont également exposés à des risques liés à une mauvaise performance, ou à une performance inférieure aux normes, en matière d'environnement et de sécurité, laquelle fait l'objet d'un examen rigoureux de la part des gouvernements, du public et des médias, ce qui pourrait entraîner une révocation temporaire des approbations réglementaires ou des permis ou l'incapacité de les obtenir ou, dans le cas d'un incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, des retards dans le retour aux activités normales, des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de la Société.

En règle générale, l'exploitation de Suncor est soumise à des dangers et à des risques, comme, entre autres, les incendies (y compris les feux de forêt), les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les périodes prolongées de froid ou de chaleur extrêmes, les conditions hivernales rigoureuses, les inondations, les sécheresses et autres conditions climatiques extrêmes, les accidents de train ou les déraillements, la migration de substances dangereuses, comme, entre autres, les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou le rejet de substances nocives ou de résidus dans les réseaux d'eau, la perte d'intégrité de la digue de retenue des résidus, la pollution et les autres risques environnementaux ainsi que les accidents, qui peuvent causer l'interruption de l'exploitation, des blessures corporelles ou la mort, ou des dommages aux biens, à l'équipement (y compris aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes) et à l'environnement.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement selon la cadence prévue, ainsi que la capacité de Suncor de produire des produits à valeur plus élevée, peut également se ressentir, entre autres, du défaut d'observer les politiques, les normes et les procédures d'exploitation de la Société ou d'exercer ses activités dans le cadre des paramètres opérationnels prévus, de la défectuosité du matériel découlant d'un entretien insuffisant, d'une érosion ou d'une corrosion imprévue des installations, de défauts techniques ou de défauts de fabrication ou encore d'une pénurie de main-d'œuvre ou d'un arrêt de travail. La Société est également exposée à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants, les attaques de réseaux ou les cyberattaques.

Outre les facteurs susmentionnés qui touchent les activités de Suncor en général, chaque secteur d'activité s'expose à des risques supplémentaires en raison de la nature de ses activités, entre autres, les suivants :

- Le secteur Sables pétrolifères de Suncor peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts de production ou des restrictions sur sa capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison de pannes touchant un ou plusieurs systèmes constituants interdépendants, les possibles pénalités, litiges ou dommages à la réputation liés à un rejet involontaire ou à l'incapacité de confiner les résidus produits dans le cadre de l'exploitation, ainsi que d'autres risques inhérents à l'exploitation des sables pétrolifères.
- Des risques et des incertitudes sont associés aux activités du secteur E&P de Suncor, notamment tous les risques liés au forage de puits de pétrole et de gaz naturel visant à remplacer les réserves, à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains miniers et de puits (y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues ou la présence de sulfure d'hydrogène), l'épuisement prématuré des gisements, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits. En outre, les activités extracôtières se déroulent dans des régions exposées à des conditions météorologiques extrêmes, comme les ouragans, les tempêtes hivernales, les banquises, les icebergs et le brouillard. L'un ou l'autre de ces éléments pourrait entraîner l'arrêt de la production, l'interruption des activités de forage et les dommages au matériel connexe ou sa destruction. Des conditions météorologiques difficiles, en particulier en hiver, pourraient également avoir une incidence sur la réussite de l'entretien et sur le démarrage des activités. Les activités extracôtières peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers, y compris les terminaux de déchargement, ce qui peut donner lieu à une responsabilité, des dommages au matériel de la Société, des préjudices personnels, forcer la fermeture des installations ou l'arrêt des activités, réduire la production ou entraîner une pénurie de matériel approprié ou de spécialistes nécessaires à l'exécution des activités prévues.
- Le secteur R&C de Suncor est soumis à tous les risques habituellement liés à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris, entre autres, la perte de production, les ralentissements ou les arrêts de production attribuables à la défectuosité de l'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

Suncor est également assujettie à des risques liés à la santé et à la sécurité de son personnel, ainsi qu'à la possibilité que ses activités soient provisoirement interrompues ou ralenties dans les régions touchées par des épidémies, pandémies et autres crises de santé publique. Cette décision pourrait avoir des conséquences néfastes sur la production et les volumes de produits raffinés de Suncor ainsi que sur le taux d'utilisation des raffineries pendant une période prolongée.

Sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes ou militantes pourraient avoir des répercussions sur le personnel de Suncor, ce qui pourrait entraîner des blessures, des décès, de l'extorsion, des prises d'otages et/ou des enlèvements, notamment des séquestrations. Une menace à la sécurité, une attaque terroriste ou un incident de nature militante visant une installation ou un bureau appartenant à Suncor ou exploité par celle-ci pourrait également entraîner l'interruption ou la cessation de certains éléments clés de ses activités et pourrait occasionner des dommages matériels.

Technologie de l'information

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel informatique, des logiciels et d'un cadre d'information vaste et complexe, y compris les systèmes de fournisseurs de services infonuagiques et de tiers avec qui Suncor fait des affaires. La transformation numérique ne cesse d'accroître le nombre et la complexité de ces systèmes. Dans le cours normal de ses activités, Suncor recueille et stocke des données de nature sensible telles que des renseignements protégés par le droit de propriété intellectuelle, des renseignements commerciaux exclusifs et des renseignements concernant ses employés et ses clients au détail. La Société recourt aux mesures, aux contrôles et aux technologies reconnus par l'industrie pour protéger ses systèmes d'information et pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans ses systèmes d'information. Elle s'est également dotée d'un processus d'identification, d'évaluation et de gestion constantes des menaces posées à ses systèmes d'information.

En raison de la nature essentielle de la chaîne d'approvisionnement énergétique et de l'utilisation par Suncor de systèmes informatiques et autres technologies numériques pour contrôler ses actifs, Suncor fait face à un risque élevé de subir une cyberattaque. De plus, l'adoption et l'utilisation accrues des systèmes d'intelligence artificielle (IA) par Suncor et/ou des tiers pourraient augmenter la prévalence et l'efficacité des cyberattaques. Bien que Suncor ait mis en place un programme de sécurité de l'information et de cybersécurité, les mesures, les contrôles et la technologie auxquels la Société a recours évoluent constamment et peuvent donc ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité en raison de l'augmentation du nombre des cybermenaces, de leur sophistication constante et de leur évolution rapide. Les technologies de l'information de Suncor et l'infrastructure connexe, y compris les systèmes de contrôle des processus, sont et continueront d'être la cible d'attaques de personnes ou d'organisations mal intentionnées motivées, entre autres, par des visées géopolitiques, financières ou militantes, ou faire l'objet d'une brèche de sécurité à la suite d'erreurs commises par des employés ou d'actes malveillants, ou être vulnérables en raison de perturbations autres. Bien que la Société ait un programme de gestion des risques comportant une assurance couvrant les conséquences opérationnelles d'une brèche de sécurité ou d'une attaque visant ses technologies de l'information et son infrastructure, y compris aux systèmes de contrôle des processus, elle ne possède pas d'assurance spécifique contre la cybercriminalité. Qui plus est, tous les risques liés à la cybercriminalité ne peuvent être assurés. Par conséquent, la couverture d'assurance actuelle de Suncor pourrait ne pas fournir une protection suffisante contre les pertes résultant de telles brèches de sécurité ou attaques visant ses technologies de l'information et son infrastructure.

Une cyberattaque ou brèche de sécurité pourrait compromettre le fonctionnement des réseaux de Suncor et la sécurité des renseignements détenus par la Société, qui pourraient être consultés, divulgués, égarés, subtilisés ou altérés. Une telle attaque, une telle brèche de sécurité, un tel accès, une telle divulgation ou une telle perte de données pourrait se solder par des plaintes ou des poursuites judiciaires, engager la responsabilité de la Société en vertu du droit sur la protection des renseignements personnels, entraîner l'imposition de sanctions réglementaires, entraver le bon déroulement des activités de Suncor, diminuer le rendement et la production de Suncor, entraîner une augmentation des coûts, ternir la réputation de la Société, causer des lésions corporelles à des personnes ou des dommages à l'environnement ou entraîner d'autres conséquences négatives pour Suncor ou pour des tiers.

Facteurs de risques généraux

Concurrence

L'industrie pétrolière mondiale est très concurrentielle pour de nombreux aspects, y compris l'exploration et le développement de nouvelles sources d'approvisionnement, l'acquisition de participations dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. Suncor livre concurrence à d'autres sociétés du secteur énergétique dans presque tous les aspects de ses activités. L'industrie pétrolière fait aussi concurrence à d'autres industries pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité, en carburant et en produits connexes aux clients. Le paysage politique et social de plus en plus changeant complique les choses.

En ce qui concerne les activités des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production de Suncor, il est difficile d'évaluer le nombre, le niveau de production et le calendrier définitif de tous les nouveaux projets éventuels ou le moment où les niveaux de production des concurrents peuvent augmenter. Une augmentation du niveau d'activité pourrait avoir une incidence sur l'infrastructure régionale, y compris les pipelines, et imposer une contrainte sur la disponibilité et le coût de toutes les ressources requises pour construire de nouvelles installations servant à exploiter les sables pétrolifères et pour les gérer.

En ce qui concerne le secteur R&C de Suncor, la direction prévoit que les fluctuations de la demande de produits raffinés, la volatilité des marges et la compétitivité globale sur le marché se poursuivront.

Il existe un risque qu'une concurrence accrue entraîne une augmentation des coûts, qu'elle exerce une pression additionnelle sur les infrastructures existantes, rende volatiles les marges liées aux produits raffinés et non raffinés et influe sur la demande pour les produits de Suncor.

Risque lié à la technologie

Les projets de développement durable, de croissance et d'investissement qui reposent en tout ou en partie sur de nouvelles technologies et leur intégration dans des activités nouvelles ou existantes comportent des risques. Parmi ceux-ci figure la possibilité que les résultats de l'application de ces technologies diffèrent des environnements simulés, testés ou pilotes, ou que les protections de la propriété intellectuelle de tiers entravent la mise au point et la mise en œuvre des technologies. Le succès de ces projets n'est pas garanti, et les entreprises capables de concevoir et d'adopter des technologies émergentes avant leurs concurrents bénéficient d'un avantage concurrentiel. L'incapacité à développer, à mettre en œuvre et à contrôler ces nouvelles technologies pourrait nuire à la capacité de la Société à faire croître ses activités nouvelles ou existantes de manière rentable ou à respecter les exigences réglementaires.

L'utilisation croissante des systèmes d'IA par Suncor et par des tiers présente des risques associés à l'adoption, au développement et à l'intégration des systèmes d'IA de la Société. Les systèmes d'IA qui reçoivent des données incorrectes ou incomplètes peuvent générer des renseignements erronés qui mènent à des décisions erronées qui peuvent compromettre la sécurité, la productivité et la rentabilité. La quantité de données et la rapidité des systèmes d'IA peuvent créer des risques liés à la protection de la vie privée, à la gouvernance et à la reddition de comptes en ce qui concerne l'utilisation de l'IA et la protection des renseignements confidentiels. Une utilisation réussie des systèmes d'IA peut procurer à l'entreprise des avantages concurrentiels, mais ne peut être garantie, et l'incapacité d'adopter, de développer et/ou d'intégrer avec succès des systèmes d'IA peut avoir une incidence sur la rentabilité de l'entreprise et sa capacité à concurrencer ses pairs.

Compétences, pénurie de ressources et dépendance à l'égard d'employés clés

L'exploitation réussie des entreprises de Suncor dépend de la disponibilité d'une main-d'œuvre spécialisée et des matériaux nécessaires, et de la concurrence à cet égard. La Société pourrait avoir du mal à embaucher et à conserver la main-d'œuvre spécialisée dans certains secteurs de talent de ses activités actuelles et futures. La disponibilité de sous-traitants compétents et qualifiés pour réaliser les activités actuelles et futures constitue également un risque qui dépend des conditions du marché et des mesures continues de réduction des coûts. Une pénurie de main-d'œuvre qualifiée et des risques d'approvisionnement importants pourraient se répercuter défavorablement sur la capacité de Suncor d'exercer ses activités avec efficacité et de manière sécuritaire et de réaliser tous ses projets dans le respect des délais et du budget, et ces répercussions pourraient être importantes. La réussite de Suncor dépend également, dans une grande mesure, de certains employés clés.

Relations de travail

Les employés horaires de certaines installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor, de ses raffineries et de la majorité de ses activités de terminal et de distribution et de certaines des activités de son secteur E&P sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société, des corps de métiers contractuels travaillant aux projets ou installations de Suncor, ou des installations détenues en propriété conjointe exploitées par une autre entité, représente un risque pour la poursuite des activités dans les secteurs de la Société qui sont touchés par ces interruptions.

Risque lié aux partenariats

Suncor a conclu des ententes de partenariat et d'autres ententes contractuelles avec des tiers, y compris des ententes aux termes desquelles d'autres entités exploitent des actifs dont Suncor est propriétaire ou dans lesquels elle a des intérêts et des ententes aux termes desquelles Suncor exploite des actifs dont d'autres entités sont propriétaires ou dans lesquels celles-ci ont des intérêts. Le succès des activités se rapportant à des actifs et à des projets exploités par des tiers ou développés conjointement avec des tiers et le moment où elles auront lieu dépendent d'un certain nombre de facteurs qui échappent au contrôle de Suncor, y compris, entre autres, le moment où elle engagera des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation et des coûts de maintenance et le montant de ceux-ci; les intérêts divergents au sein des partenaires; l'expertise, les ressources financières et les pratiques de gestion des risques de l'exploitant, l'approbation des autres participants et le choix de la technologie.

Remplacement des réserves du secteur E&P

La production future du secteur E&P de Suncor et, par conséquent, ses flux de trésorerie et ses résultats d'exploitation provenant du secteur E&P, dépendent fortement du succès de l'exploitation de ses réserves actuelles et de l'acquisition et de la découverte de nouvelles réserves. En l'absence d'ajouts aux réserves dans le secteur E&P par suite des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, la production des actifs du secteur E&P de Suncor diminuera au fil du temps à mesure que les réserves s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent beaucoup de capitaux. Si les flux de trésorerie de Suncor s'avéraient insuffisants pour financer les dépenses en immobilisations et que les sources externes de capitaux devenaient limitées ou indisponibles, la capacité de Suncor de réaliser les dépenses d'investissement nécessaires pour maintenir et accroître ses réserves sera compromise. De plus, Suncor pourrait ne pas être en mesure de mettre en valeur ou d'acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer sa production de pétrole brut à des coûts acceptables.

Incertitudes influant sur les estimations des réserves

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves, y compris de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société. La production, les produits, les redevances, les impôts, les taxes et les frais de mise en valeur et d'exploitation réels de Suncor différeront de ses estimations des réserves, et ces écarts pourraient être considérables.

L'évaluation des réserves est assujettie à des révisions fondées sur des données techniques nouvellement acquises, des progrès technologiques ou des changements dans le rendement, les prix, la situation économique, la disponibilité du marché ou les exigences réglementaires. Les évaluations géologiques et techniques, y compris des renseignements techniques supplémentaires concernant la géologie, l'hydrogéologie, les propriétés des réservoirs et les propriétés des fluides des réservoirs obtenus au moyen de programmes de forage sismique, de programmes de forage, d'études et d'analyses à jour du rendement des réservoirs et de la production antérieure, peuvent entraîner des révisions des réserves.

Les estimations des réserves reposent sur de nombreuses hypothèses, notamment des prévisions relatives à la production, aux prix, aux régimes réglementaires, aux dépenses d'investissement, aux charges d'exploitation, aux redevances et aux obligations de remise en état. Ces hypothèses exigent une interprétation et l'exercice d'un jugement et peuvent varier d'un évaluateur à l'autre ou au fil du temps. Des changements dans la conjoncture économique, des événements politiques, des avancées technologiques ou des modifications de la réglementation peuvent influencer sur la classification ou la rentabilité des réserves.

Les évaluations des réserves sont fondées en partie sur le succès présumé d'activités que la Société prévoit entreprendre au cours des prochaines années. Les réserves estimatives et les flux de trésorerie connexes peuvent varier dans la mesure où ces activités atteignent ou pas ce degré de succès présumé.

Fournisseurs de services tiers

Les activités de Suncor s'appuient sur l'intégrité d'exploitation d'un grand nombre de fournisseurs de services tiers, y compris des intrants et des extrants de transport de marchandises (pipelines, rails, camionnage, transport maritime) et des services publics associés à diverses installations détenues par Suncor en propriété exclusive ou en propriété conjointe. Une interruption de service ou une disponibilité limitée par l'un de ces tiers pourrait avoir une incidence grave sur les activités et les plans de croissance de Suncor. Les contraintes au niveau des pipelines qui touchent la capacité de transport ou l'approvisionnement en intrants, tels que l'hydrogène et l'électricité, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de maintenir la production aux niveaux optimaux. Les perturbations de service de pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix obtenus par Suncor, les activités de raffinage et les volumes de ventes, ou limiter sa capacité de production et sa capacité à livrer la production.

Établissements à l'étranger

La Société possède des établissements dans des pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les établissements et les actifs connexes de la Société sont assujettis à un certain nombre de risques et d'autres incertitudes découlant de la souveraineté du gouvernement étranger sur les activités internationales de la Société, qui peuvent comprendre notamment les suivants : les restrictions monétaires et les restrictions visant le rapatriement de fonds; la perte de produits des activités ordinaires, de terrains et d'équipement par suite d'une expropriation, de la nationalisation, d'actes terroristes, de guerres, d'insurrections et des risques géopolitiques et autres risques d'ordre politique; les augmentations des taxes et impôts, des droits de douane et des redevances gouvernementales; la conformité avec les lois anticorruptions existantes et émergentes, y compris la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* (Canada) et la *Foreign Corrupt Practices Act* (États-Unis); les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi gouvernementales; les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères; des sanctions économiques et juridiques (par exemple, des restrictions contre des pays où sévit la violence politique ou des pays que d'autres gouvernements pourraient soupçonner de commanditer le terrorisme).

En cas de différends touchant les établissements à l'étranger de la Société, ceux-ci pourraient être assujettis à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourraient ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal du Canada ou des États-Unis. En outre, par suite d'activités dans ces régions et de l'évolution constante du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international ou du droit de la région concernée. L'incapacité de Suncor à respecter ses engagements en matière d'exploration et ses autres obligations contractuelles en Libye en raison de l'instabilité politique, des troubles civils et des problèmes de sécurité pourrait entraîner des dépenses importantes et/ou le paiement de pénalités, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur la situation financière de la Société.

L'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels sur les activités de Suncor n'est pas connue. Suncor pourrait devoir engager des coûts importants afin de protéger ses actifs contre les activités terroristes ou de réparer des dommages probables à ses installations. Rien ne garantit que Suncor réussira à se protéger contre de tels risques ni contre les conséquences sur la sécurité et les conséquences financières connexes.

Malgré la formation offerte par Suncor et ses politiques relatives aux paiements illicites et aux autres formes de corruption, il existe un risque que Suncor, ou certains de ses employés ou de ses sous-traitants soient accusés de paiements illicites ou de corruption. Toute infraction du genre pourrait entraîner de lourdes pénalités. Une simple allégation d'un comportement de ce type pourrait nuire à la capacité de Suncor de collaborer avec des gouvernements ou des organisations non gouvernementales et pourrait entraîner son exclusion officielle d'un pays ou d'une région ainsi que des sanctions, des amendes, des annulations ou des retards dans le cadre de projets, l'incapacité de mobiliser ou d'emprunter des capitaux, des atteintes à sa réputation et des préoccupations accrues chez les investisseurs.

Revendications territoriales et consultations auprès des Autochtones

Des Autochtones ont revendiqué des titres et droits ancestraux à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. De plus, des Autochtones ont déposé contre des participants de l'industrie des réclamations liées en partie à des revendications territoriales, qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société.

Au cours des dernières années, on a insisté de plus en plus sur l'importance de consulter les Autochtones sur les projets gaziers et pétroliers et leurs infrastructures et le gouvernement fédéral du Canada et le gouvernement provincial de l'Alberta se sont engagés à redéfinir leurs relations avec les Autochtones du pays. Plus concrètement, la *Loi sur la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones* (DNUDPA) a reçu la sanction royale et est entrée en vigueur le 21 juin 2021. La DNUDPA indique la voie à suivre pour permettre au gouvernement fédéral et aux peuples autochtones de collaborer à la mise en œuvre de la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones. On ignore comment la DNUDPA C-15 sera mise en œuvre et interprétée dans le cadre du droit canadien, et on ne sait donc pas encore non plus quelles seront les répercussions s'y rattachant sur l'obligation de la Couronne en matière de consultation des Autochtones.

Pour l'heure, Suncor n'est pas en mesure d'évaluer les conséquences, le cas échéant, que pourraient avoir des revendications territoriales, l'obligation de consulter les Autochtones ou la mise en œuvre de la DNUDPA dans le droit canadien sur ses activités.

Risque lié aux poursuites

Il existe un risque que Suncor ou des entités dans lesquelles elle détient une participation fassent l'objet de poursuites, et les allégations dans le cadre de ces poursuites pourraient être importantes. Divers types d'allégations peuvent être formulées aux termes de ces poursuites, y compris, sans s'y limiter, des allégations de dommages causés à l'environnement, de contribution aux changements climatiques et à leurs impacts, de violation de contrats, d'obligation en common law, de responsabilité civile des produits, de violation des lois antitrust, de paiements illicites et autres formes de corruption, de violation des lois fiscales, de nécessité de prise de mesures d'application de la réglementation ou de mesures d'application de la *Loi sur la concurrence*, de contrefaçon de brevets, de divulgation d'informations, de questions liées à l'emploi ainsi que des allégations concernant une attaque, une brèche de sécurité ou un accès non autorisé aux technologies de l'information et aux infrastructures de Suncor. Le déroulement des poursuites est incertain, et il est possible que les affaires en cours ou futures donnent lieu à des événements défavorables. Une issue ou un règlement défavorable à l'issue d'une poursuite pourrait inciter certaines parties à tenter d'autres poursuites. Suncor pourrait également faire l'objet d'une publicité négative ou voir sa réputation ternie en raison de ces questions, qu'elle soit déclarée responsable ou fautive ou non par la suite. Il existe un risque d'une issue défavorable liée à ces poursuites, ou un risque que la Société ait à engager des dépenses importantes ou à affecter des ressources importantes afin d'opposer une défense à ces poursuites, dont le succès ne peut être garanti.

12. Autres éléments

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2025, 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 15 d-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. Il ne s'est produit, au cours de la période close le 31 décembre 2025, aucun 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 13 a-15(f) et 15 d-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.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025 a fait l'objet d'un audit par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme il est indiqué dans son rapport compris dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

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 autre modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 11 décembre 2025. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2026, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

13. Mises en garde

Mesures financières hors PCGR et 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 de raffinage et de commercialisation, la marge réalisée 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, 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.

a) 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 opérationnelle. La direction utilise le résultat d'exploitation ajusté pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 31 décembre 2024 et 31 décembre 2023, un rapprochement entre le résultat d'exploitation ajusté consolidé et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion, et un rapprochement entre le résultat d'exploitation ajusté de chaque secteur et le résultat net à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation ajusté pour les trimestres clos les 31 décembre 2025 et 31 décembre 2024 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté dans le rapport de gestion applicable, lequel est intégré par renvoi aux présentes et accessible sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

b) Analyses de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation ajusté par rapport à 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 de rapprochement présentées dans certaines rubriques particulières du présent rapport de gestion. Ces analyses sont fournies du fait que la direction utilise ce mode de présentation 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, à l'exception de la production de la Libye qui est exempte de redevances, et des activités commerciales et logistiques en amont. Il comprend également les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks 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.

c) 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 au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2025	2024	2023
Ajustements du résultat net				
Résultat net		5 918	6 016	8 295
(Déduire) les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(353)	615	(179)
Charge d'intérêts nette		327	279	401
Résultat net ajusté ¹⁾	A	5 892	6 910	8 517
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette ²⁾⁴⁾		6 861	9 852	10 627
Capitaux propres		44 514	43 279	39 367
		51 375	53 131	49 994
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette ²⁾⁴⁾		6 337	6 861	9 852
Capitaux propres		45 124	44 514	43 279
		51 461	51 375	53 131
Capital moyen investi	B	52 048	52 972	52 119
RCI (%) ³⁾⁵⁾	A/B	11,3	13,0	16,3

- 1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 61 millions de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, à 1,042 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et à 344 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.
- 2) La dette nette est une mesure financière hors PCGR.
- 3) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, l'exercice clos le 31 décembre 2024 et l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le RCI aurait été de 13,6 %, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada.
- 4) En 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette, et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.
- 5) En 2024, la Société a modifié la définition de la dette nette et de la dette totale afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

d) 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 (soit 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 opérationnelle et la liquidité. Les variations du fonds de roulement hors trésorerie peuvent subir l'incidence, entre autres facteurs, du calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtières et des paiements relatifs aux marchandises et à l'impôt sur le résultat, du calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes fournisseurs et des variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Exploration et Production			Raffinage et commercialisation		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	5 277	6 607	6 811	526	867	1 691	2 822	2 596	3 383
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement	5 047	5 134	4 902	649	707	483	1 082	996	934
Charge de désactualisation	498	514	460	65	67	64	13	11	8
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(111)	(117)	27	(3)	3	(3)	8	(8)	(29)
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	—	—	(1 125)	—	—	—	—	—	—
Profit à la cession d'actifs	(36)	(15)	(39)	—	—	(600)	(19)	(8)	(28)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rémunération fondée sur des actions	37	(47)	71	1	12	12	17	(20)	25
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(385)	(385)	(326)	(47)	(47)	(29)	(73)	(56)	(35)
Autres	188	151	(56)	4	1	(6)	57	27	10
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	10 515	11 842	10 725	1 195	1 610	1 612	3 907	3 538	4 268
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social et éliminations			Impôt sur le résultat			Total		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	(677)	(1 883)	(1 296)	—	—	—	7 948	8 187	10 589
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement	138	117	116	—	—	—	6 916	6 954	6 435
Charge de désactualisation	—	—	—	—	—	—	576	592	532
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(403)	714	(184)	—	—	—	(403)	714	(184)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	—	—	—	—	—	—	(106)	(122)	(5)
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 125)
Profit à la cession d'actifs	—	(2)	(325)	—	—	—	(55)	(25)	(992)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	170	—	—	—	—	—	170	—
Rémunération fondée sur des actions	(47)	(2)	—	—	—	—	8	(57)	108
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	—	—	—	—	—	(505)	(488)	(390)
Autres	95	207	143	—	—	—	344	386	91
Charge d'impôt exigible	—	—	—	(1 940)	(2 465)	(1 734)	(1 940)	(2 465)	(1 734)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	(894)	(679)	(1 546)	(1 940)	(2 465)	(1 734)	12 783	13 846	13 325
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									

e) Flux de trésorerie disponibles

Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant des fonds provenant de l'exploitation ajustés, les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif. Les flux de trésorerie disponibles rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les distributions aux actionnaires et réduire la dette. La direction utilise cette mesure pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à faire croître les activités de Suncor.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Exploration et production			Raffinage et commercialisation		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	10 515	11 842	10 725	1 195	1 610	1 612	3 907	3 538	4 268
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(3 869)	(4 340)	(4 096)	(797)	(907)	(668)	(1 148)	(1 190)	(1 002)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	6 646	7 502	6 629	398	703	944	2 759	2 348	3 266

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social et éliminations			Impôt sur le résultat			Total		
	2025	2024	2023	2025	2024	2023	2025	2024	2023
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	(894)	(679)	(1 546)	(1 940)	(2 465)	(1 734)	12 783	13 846	13 325
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(42)	(46)	(62)	—	—	—	(5 856)	(6 483)	(5 828)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	(936)	(725)	(1 608)	(1 940)	(2 465)	(1 734)	6 927	7 363	7 497

1) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de néant en 2025, de néant en 2024 et de 108 M\$ en 2023.

f) 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.

g) Marges brutes de raffinage et de commercialisation, charges d'exploitation de raffinage et marge réalisée de raffinage et de commercialisation

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage et la marge réalisée de raffinage et de commercialisation sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte des coûts de la commercialisation intersectorielle comptabilisés dans les produits intersectoriels et de l'incidence de la dépréciation des stocks comptabilisée dans les achats de pétrole brut et de produits. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, selon la méthode DEPS, font l'objet d'un autre ajustement pour tenir compte de l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS comptabilisée dans les achats de pétrole brut et de produits et des activités de gestion des risques à court terme comptabilisées dans les autres produits (pertes). Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La marge réalisée de raffinage et de commercialisation est calculée en divisant la marge brute de raffinage et de commercialisation, selon la méthode DEPS, par l'indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor. La direction utilise les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage et la marge réalisée de raffinage et de commercialisation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	2023
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation			
Produits d'exploitation	30 671	31 341	31 068
Achats de pétrole brut et de produits	(23 756)	(24 915)	(23 867)
	6 915	6 426	7 201
Autres produits	56	255	224
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	—	(112)	(50)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	6 971	6 569	7 375
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	185 497	180 356	163 895
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	37,60	36,40	45,00
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	352	107	330
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	7 323	6 676	7 705
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	39,50	37,00	47,00
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 439	2 466	2 558
Coûts non liés au raffinage	(1 231)	(1 277)	(1 340)
Charges d'exploitation de raffinage	1 208	1 189	1 218
Production des raffineries ¹⁾	185 497	180 356	163 895
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	6,50	6,60	7,45
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation			
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	39,50	37,00	47,00
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$/b)	41,15	38,65	49,40
Marge réalisée de raffinage et de commercialisation (%)	96	96	95

- 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.

h) Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS sur le résultat net du secteur Raffinage et commercialisation

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.

i) Dette nette et dette totale

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024	2023
Dette à court terme	—	—	494
Tranche courante de la dette à long terme	973	997	—
Dette à long terme	9 014	9 348	11 087
Dette totale ¹⁾	9 987	10 345	11 581
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	3 650	3 484	1 729
Dette nette ¹⁾	6 337	6 861	9 852
Capitaux propres	45 124	44 514	43 279
Dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾	55 111	54 859	54 860
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	18,1	18,9	21,1
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	12,3	13,4	18,5

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

j) Prix obtenus

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

Prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères

Pour les exercices clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2025			31 décembre 2024		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Production moyenne de pétrole brut	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Production moyenne de pétrole brut
Produits d'exploitation	9 521	17 803	27 324	9 924	19 336	29 260
Autres produits	80	143	223	142	34	176
Achats de pétrole brut et de produits	(2 412)	(158)	(2 570)	(2 371)	(188)	(2 559)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(211)	(475)	(686)	(130)	(199)	(329)
Montant brut réalisé	6 978	17 313	24 291	7 565	18 983	26 548
Frais de transport et de distribution	(670)	(640)	(1 310)	(636)	(589)	(1 225)
Prix obtenu	6 308	16 673	22 981	6 929	18 394	25 323
Volume des ventes (kb)	101 699	189 950	291 649	95 447	187 844	283 291
Prix obtenu par baril	62,02	87,79	78,80	72,65	97,91	89,41

Pour l'exercice clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2023		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut Synthétique et de diesel	Production moyenne de pétrole brut
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 ¹⁾	(1 463)	(294)	(1 757)
Montant brut réalisé	5 516	18 296	23 812
Frais de transport et de distribution	(567)	(646)	(1 213)
Prix obtenu	4 949	17 650	22 599
Volume des ventes (kb)	72 795	177 601	250 396
Prix obtenu par baril	67,97	99,40	90,27

- 1) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.

Prix obtenus par le secteur E&P

Pour les exercices clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2025				31 décembre 2024			
	E&P	E&P	Secteur		E&P	E&P	Secteur	
	International	Canada	Autres ¹⁾²⁾	E&P	International	Canada	Autres ¹⁾²⁾	E&P
Produits d'exploitation	—	2 018	491	2 509	—	2 127	671	2 798
Frais de transport et de distribution	—	(107)	(11)	(118)	—	(81)	(8)	(89)
Prix obtenu	—	1 911	480		—	2 046	663	
Volume de ventes (kb)	—	20 603			—	19 095		
Prix obtenu par baril	—	92,70			—	107,38		

Pour l'exercice clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2023			
	E&P	E&P	Secteur	
	International	Canada	Autres ¹⁾²⁾	E&P
Produits d'exploitation	306	1 689	694	2 689
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)
Prix obtenu	297	1 631	685	
Volume de ventes (kb)	2 729	15 149		
Prix obtenu par baril	109,00	107,62		

- 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. Dans les états financiers, 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. Les produits de 2025 tiennent compte d'une majoration de 374 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 220 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 154 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de 2024 tiennent compte d'une majoration de 510 M\$ (528 M\$ en 2023) et d'une majoration compensatoire des redevances de 271 M\$ (282 M\$ en 2023) pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 239 M\$ (246 M\$ en 2023) comptabilisée sur une base consolidée.

k) Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté pour les quatrièmes trimestres de 2025 et de 2024

Pour les trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Résultat net	1 120	1 625	61	125	895	410	(69)	(1 070)	(531)	(272)	1 476	818
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(114)	514	—	—	(114)	514
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	9	(16)	—	—	(2)	—	—	—	—	—	7	(16)
(Renversement d'une provision) et réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres	—	—	—	—	—	—	(66)	212	—	—	(66)	212
Perte liée au remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	144	—	—	—	144
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	—	—	—	—	—	—	—	—	22	(106)	22	(106)
Résultat d'exploitation ajusté	1 129	1 609	61	125	893	410	(249)	(200)	(509)	(378)	1 325	1 566

l) Rapprochement des fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés pour les quatrièmes trimestres de 2025 et de 2024

Pour les trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	1 120	1 625	61	125	895	410	(69)	(1 070)	—	—	2 007	1 090
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement	1 339	1 390	150	162	290	269	34	30	—	—	1 813	1 851
Charge de désactualisation	124	128	17	17	3	3	—	—	—	—	144	148
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(114)	514	—	—	(114)	514
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(136)	1	(1)	(7)	(9)	(53)	—	—	—	—	(146)	(59)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(36)	(6)	—	—	(3)	(5)	1	(1)	—	—	(38)	(12)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	144	—	—	—	144
Rémunération fondée sur des actions	57	55	3	4	23	26	41	69	—	—	124	154
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(113)	(95)	(17)	(24)	(22)	(20)	—	—	—	—	(152)	(139)
Autres	51	28	1	(3)	(3)	8	(1)	183	—	—	48	216
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(468)	(414)	(468)	(414)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 406	3 126	214	274	1 174	638	(108)	(131)	(468)	(414)	3 218	3 493
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											703	1 590
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation											3 921	5 083

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e ou en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, Mpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

Unités de mesure

b	baril(s)
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
m ³	mètres cubes
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
\$ou \$CA	Dollars canadiens
\$US	Dollars américains
£	Livres sterling
€	Euros

Contexte financier et commercial

WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'élaboration et l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les 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 », « potentiel », « futur », « avenir », « occasion », « priorité » et d'autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- la stratégie de Suncor, notamment ses principales composantes, ses plans quant à la façon de réaliser cette stratégie, et son attente selon laquelle l'exécution de sa stratégie et de ses priorités clés haussera les flux de trésorerie disponibles par action et permettra de livrer les rendements financiers les plus élevés de l'industrie;
- la stratégie et les investissements de Suncor dans le secteur Sables pétroliers en 2026, y compris la stratégie visant à continuer d'accroître le taux d'utilisation des unités de valorisation et de dégager une capacité supplémentaire grâce à l'adoption d'une approche d'ingénierie industrielle, appuyée par des initiatives clés comme l'amélioration du SGEQ, la poursuite de la mise en œuvre par étapes du système de transport autonome dans ses mines, notamment à la mine Mildred Lake de Syndrude, en 2026, puis à Fort Hills, ainsi que la reproduction de l'initiative visant l'amélioration des arrêts planifiés aux fins de maintenance en appliquant des prolongations d'intervalles à d'autres actifs en 2026;
- l'attente selon laquelle le projet MLX-W maintiendra les niveaux actuels de production de bitume;
- le fait que Suncor vise à effectuer des rachats d'actions stables et prévisibles de 275 M\$ par mois en 2026;
- l'attente selon laquelle la société continuera de viser à accroître la capacité de l'usine à Fort Hills;
- la progression prévue du projet d'extension est de la mine Mildred Lake et l'attente selon laquelle ce projet pourrait soutenir la production future;
- les investissements de Suncor dans le secteur E&P en 2026, y compris l'attente selon laquelle des investissements continus seront faits dans le forage de développement et d'autres activités à Hebron et à Hibernia et l'attente selon laquelle ces activités prolongeront la durée de production des champs existants, l'investissement continu dans le projet d'extension ouest de White Rose, ainsi que l'attente selon laquelle la production du projet d'extension ouest de White Rose débutera en 2026;
- la stratégie et les investissements de Suncor dans le secteur R&C en 2026, notamment la reproduction de l'initiative visant à prolonger les intervalles futurs entre les arrêts planifiés aux fins de maintenance en appliquant des prolongations internes à d'autres actifs, ainsi que l'expansion des activités de détail de la Société en tirant parti de partenariats et de la valeur de sa marque haut de gamme Petro-Canada^{MC}, ce qui comprend le changement d'image de marque de sites partenaires et l'amélioration de certains emplacements appartenant à la Société;
- l'engagement à respecter son cadre de répartition du capital, à gérer son bilan au niveau actuel de l'endettement et à redistribuer 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires;
- Le calendrier, la durée et les conséquences prévus des travaux de maintenance planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétroliers, à Firebag, à Syncrude, à Fort Hills et à MacKay River, ainsi qu'aux raffineries de Commerce City, de Sarnia, de Montréal et d'Edmonton, et des travaux de révision à Firebag.

Autres éléments :

- la sensibilité aux facteurs économiques;
- l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;
- les énoncés concernant le programme de rachat d'actions de Suncor, et notamment le fait que celle-ci estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente un investissement intéressant et est dans son intérêt et celui de ses actionnaires, ainsi que l'attente de Suncor selon laquelle la décision d'affecter de la trésorerie au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie de croissance à long terme;
- les attentes de Suncor quant à l'affectation de ses dépenses en immobilisations pour 2026 et aux avantages qui devraient en découler;
- le programme de dépenses en immobilisations de l'ordre de 5,6 G\$ à 5,8 G\$, de Suncor pour 2026 et le fait que la Société estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2026, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et de fonds obtenus sur les marchés financiers;

- les objectifs de la Société concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont la notation est élevée;
- 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, sa situation financière, sa liquidité ou ses sources de financement;
- l'intention de Suncor d'adopter certaines normes et interprétation comptables et modifications de normes comptables au moment où elles entreront en vigueur;
- les attentes concernant les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales.

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon significative de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs. Le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, E&P et R&C, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production exclusive de la Société 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 de Suncor 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+ ou de l'incidence des modifications de la politique économique du gouvernement des États-Unis); 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, droits de douane, quotas et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics, ainsi que les réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement et les changements apportés à celles-ci; 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 droits de douane, 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 de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves et de la production future de Suncor; la capacité de Suncor d'accéder aux marchés des capitaux à des taux acceptables ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités de gestion des risques de la Société à l'aide de 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 sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la notice annuelle de 2025 de la Société et le formulaire 40-F 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 d'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.

Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière

Il incombe à la direction de Suncor Énergie Inc. de préparer et de présenter les états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. ainsi que toutes les informations financières connexes contenues dans le rapport annuel, y compris le rapport de gestion.

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board. Les états financiers consolidés comprennent certains montants fondés sur des estimations et des jugements.

La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés adéquatement en fonction d'un seuil raisonnable d'importance relative et dans le cadre des méthodes comptables significatives qui ont été adoptées par la direction. Dans les cas où il existe d'autres méthodes comptables, la direction a retenu celles qui, selon elle, conviennent le mieux aux circonstances. Pour assumer ses responsabilités à l'égard de l'intégrité et de la fiabilité des états financiers, la direction tient à jour un système de contrôles internes et s'appuie sur ce système, qui est conçu pour garantir que les opérations sont dûment autorisées et enregistrées, que les actifs sont protégés contre tout usage ou toute cession non autorisés et que les passifs sont comptabilisés. Ces contrôles comprennent des normes de qualité relatives à l'embauche et à la formation des salariés, des politiques et procédures officielles, un code de conduite interne et un programme de conformité connexe conçu pour déceler et surveiller les situations risquant d'entraîner des conflits d'intérêts et veiller à l'intégrité, notamment des registres comptables et des informations financières, et au respect de l'obligation pour les salariés et les membres de la direction de rendre compte de leur rendement dans des sphères de responsabilité appropriées et bien définies.

Par ailleurs, le système de contrôles internes est renforcé par le personnel professionnel de la fonction d'audit interne, qui procède à des audits périodiques de l'information financière de la Société.

Le comité d'audit du conseil d'administration, actuellement composé de quatre administrateurs indépendants, s'assure de l'efficacité des systèmes d'information financière, des systèmes d'information de gestion, des systèmes de contrôles internes et des auditeurs internes de la Société. Il recommande au conseil d'administration la candidature de l'auditeur externe devant être nommé par les actionnaires à chaque assemblée annuelle et s'assure de l'indépendance et de l'efficacité de son travail. De plus, il passe en revue, conjointement avec la direction et l'auditeur externe, les questions importantes liées à l'information financière, la présentation et l'incidence des risques et incertitudes importants, ainsi que les estimations et jugements clés de la direction qui pourraient avoir une incidence significative sur la présentation de l'information financière. Le comité d'audit nomme les évaluateurs de réserves indépendants. Il se réunit au moins une fois par trimestre pour examiner et approuver les états financiers intermédiaires avant leur publication, ainsi qu'une fois l'an pour examiner les états financiers et le rapport de gestion annuels, la notice annuelle ou le formulaire 40-F et les estimations annuelles des réserves de Suncor, de même que pour recommander l'approbation de ces documents au conseil d'administration. Les auditeurs internes et l'auditeur externe, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité d'audit et le conseil d'administration.



Rich Kruger

Président et chef de la direction



Troy Little

Chef des finances

Le 25 février 2026

Le rapport suivant présenté par la direction porte sur le contrôle interne de la Société à l'égard de la présentation de l'information financière (selon la définition précisée dans les règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la loi intitulée U.S. Securities Exchange Act of 1934).

Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

1. La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société.
2. La direction s'est fondée sur le cadre établi dans le rapport Internal Control – Integrated Framework (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway pour procéder à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.
3. La direction a procédé à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025 et a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace à cette date. De plus, selon cette appréciation, la direction a établi qu'il n'existait pas de faiblesses significatives du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025. En raison de leurs limitations inhérentes, il est possible que les systèmes de contrôle interne à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou détecter les anomalies, et même les systèmes réputés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.
4. L'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025 a fait l'objet d'un audit par le cabinet de comptables agréés indépendant, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme l'indique le rapport de l'auditeur figurant aux présentes.



Rich Kruger
Président et chef de la direction



Troy Little
Chef des finances

Le 25 février 2026

Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant

Aux actionnaires et au conseil d'administration de Suncor Énergie Inc.

Opinions sur les états financiers consolidés et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit des états consolidés de la situation financière ci-joints de Suncor Énergie Inc. et de ses filiales (« la Société ») aux 31 décembre 2025 et 2024, des états consolidés connexes du résultat global et des variations des capitaux propres et du tableau consolidé connexe des flux de trésorerie pour les exercices clos à ces dates, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (2013) publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société aux 31 décembre 2025 et 2024, ainsi que des résultats de sa performance financière et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices clos à ces dates, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). De plus, à notre avis, la Société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2025, selon les critères établis dans le document Internal Control – Integrated Framework (2013), publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Fondement de l'opinion

La direction de la Société est responsable de ces états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société et une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nos audits ont été réalisés conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondage des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Question critique de l'audit

La question critique de l'audit présentée ci-après est un élément découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui a été communiqué au comité d'audit, ou qui doit l'être, et qui : 1) porte sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) fait intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation de la question critique de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant la question critique de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur la question critique de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elle se rapporte.

Appréciation d'indicateurs de dépréciation liés aux immobilisations corporelles du secteur Sables pétrolifères et aux immobilisations corporelles du secteur Exploration et production au Canada.

Comme l'explique la note 3 h) des états financiers consolidés, lorsque les circonstances indiquent qu'une unité génératrice de trésorerie (une « UGT ») pourrait s'être dépréciée, la Société doit comparer la valeur comptable de l'UGT avec sa valeur recouvrable. La Société analyse les indicateurs de dépréciation chaque trimestre, comme les fluctuations importantes à la baisse des réserves prouvées et probables. La détermination des réserves prouvées et probables de pétrole tient compte des hypothèses liées aux volumes de production prévus, aux prix des marchandises, aux dépenses d'investissement et aux charges d'exploitation prévus (collectivement, les « hypothèses sur les réserves »). Les estimations au titre des hypothèses sur les réserves exigent le recours à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. La Société fait appel à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour évaluer ses réserves prouvées et probables de pétrole.

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'appréciation d'indicateurs de dépréciation liés aux immobilisations corporelles du secteur Sables pétrolifères et à certaines immobilisations corporelles du secteur Exploration et production au Canada constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de jugement subjectif de la part de l'auditeur a été nécessaire pour évaluer les hypothèses sur les réserves utilisées par la Société pour effectuer son appréciation.

Les principales procédures que nous avons mises en œuvre afin de traiter cette question critique de l'audit figurent ci-après. Nous avons évalué la conception et testé l'efficacité du fonctionnement de certains contrôles internes liés à la question critique de l'audit. Ceci comprenait des contrôles liés à l'appréciation par la Société des indicateurs de dépréciation, y compris des contrôles liés aux hypothèses sur les réserves. Nous avons évalué les hypothèses sur les réserves de la Société au moyen d'une comparaison entre les réserves prouvées et probables de pétrole de l'exercice à l'étude établies par des évaluateurs externes et les résultats historiques. Nous avons comparé les volumes de production réels, les dépenses d'investissement et les charges d'exploitation de la Société pour l'exercice à l'étude avec les hypothèses utilisées pour l'évaluation établies par des évaluateurs externes des réserves prouvées de pétrole de l'exercice précédent, et avec certaines hypothèses sur les réserves prouvées et probables de pétrole afin d'apprécier la capacité de la Société à établir des prévisions avec exactitude. Nous avons comparé les estimations des prix des marchandises futurs de la Société avec les courbes de prix externes du domaine public pour un même cours de référence. Nous avons évalué les compétences, les capacités et l'objectivité des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour réaliser l'évaluation des réserves prouvées et probables de pétrole. Nous avons évalué la méthodologie utilisée par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour évaluer les réserves prouvées et probables de pétrole aux fins de conformité avec les normes réglementaires.

KPMG A. K. S. / S. E. N. C. R. L.

Comptables professionnels agréés

Nous agissons à titre d'auditeur de la Société depuis 2019.

Calgary, Canada
Le 25 février 2026

États consolidés du résultat global

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2025	2024
Produits des activités ordinaires et autres produits			
Produits bruts		52 377	54 881
Moins les redevances		(3 469)	(4 192)
Autres produits	7	402	445
		49 310	51 134
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits		18 053	19 115
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	8 et 25	13 248	13 059
Frais de transport et de distribution		1 961	1 842
Charge d'amortissement et d'épuisement	15	6 916	6 954
Prospection		159	92
Profit à la cession d'actifs		(55)	(25)
Charges financières	9	1 080	1 910
		41 362	42 947
		7 948	8 187
Bénéfice avant impôt			
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat			
Exigible	10	1 940	2 465
Différé	10	90	(294)
		2 030	2 171
		5 918	6 016
Bénéfice net			
Autres éléments du résultat global			
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :			
Ajustement au titre des écarts de conversion		(202)	153
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :			
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt		596	590
		394	743
		6 312	6 759
Total du résultat global			
Par action ordinaire (en dollars)			
	11		
Bénéfice net – de base et dilué		4,85	4,72
Dividendes en trésorerie		2,31	2,22

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

États consolidés de la situation financière

(en millions de dollars)	Notes	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Actif			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	12	3 650	3 484
Créances		5 087	5 245
Stocks	14	5 121	5 041
Impôt sur le résultat à recevoir		371	518
Total de l'actif courant		14 229	14 288
Immobilisations corporelles, montant net	15 et 16	68 428	68 512
Prospection et évaluation	17	1 742	1 742
Autres actifs	18	1 977	1 559
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	19	3 455	3 503
Impôt sur le résultat différé	10	82	180
Total de l'actif		89 913	89 784
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Tranche courante de la dette à long terme	20	973	997
Tranche courante des obligations locatives à long terme	16	638	599
Dettes fournisseurs et charges à payer		7 523	8 161
Tranche courante des provisions	23	1 056	958
Impôt à payer		20	32
Total du passif courant		10 210	10 747
Dette à long terme	20	9 014	9 348
Obligations locatives à long terme	16	3 879	3 745
Autres passifs à long terme	21	1 416	1 502
Provisions	23	12 108	11 931
Impôt sur le résultat différé	10	8 162	7 997
Capitaux propres		45 124	44 514
Total du passif et des capitaux propres		89 913	89 784

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Approuvé au nom du conseil d'administration :



Rich Kruger
Administrateur



Patricia M. Bedient
Administratrice

Le 25 février 2026

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2025	2024
Activités d'exploitation			
Bénéfice net		5 918	6 016
Ajustements au titre des éléments suivants :			
Charge d'amortissement et d'épuisement		6 916	6 954
Charge (recouvrement) d'impôt différé	10	90	(294)
Charge de désactualisation	9	576	592
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	9	(403)	714
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation		(106)	(122)
Profit à la cession d'actifs		(55)	(25)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	9 et 20	—	170
Rémunération fondée sur des actions	25	8	(57)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	23	(505)	(488)
Autres		344	386
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	13	(2)	2 114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		12 781	15 960
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations		(5 856)	(6 483)
Produit de la cession d'actifs		66	51
Autres placements		(29)	(52)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	13	(203)	12
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		(6 022)	(6 472)
Activités de financement			
Diminution nette de la dette à court terme		—	(503)
Remboursement sur la dette à long terme	20	(1 000)	(1 566)
Émission de titres d'emprunt à long terme	20	996	—
Paiements au titre des obligations locatives	16	(690)	(471)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions		181	385
Rachat d'actions ordinaires ¹⁾	24	(3 129)	(2 908)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle		(17)	(16)
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(2 809)	(2 803)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		(6 468)	(7 882)
Augmentation de la trésorerie et équivalents de trésorerie		291	1 606
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie		(125)	149
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à l'ouverture de l'exercice		3 484	1 729
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la clôture de l'exercice		3 650	3 484
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés		898	914
Impôt sur le résultat payé		1 727	1 751

1) Comprend un impôt payé en 2025 de 56 M\$ sur les rachats d'actions et un impôt payé en 2024 de 48 M\$ sur les rachats d'actions pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

États consolidés des variations des capitaux propres

(en millions de dollars)	Notes	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 2023		21 661	569	1 048	20 001	43 279	1 290 100
Bénéfice net		—	—	—	6 016	6 016	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	153	—	153	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 186 \$	22	—	—	—	590	590	—
Total du résultat global		—	—	153	6 606	6 759	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		447	(62)	—	—	385	9 796
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation ¹⁾	24	(943)	—	—	(2 013)	(2 956)	(55 564)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	24	(44)	—	—	(119)	(163)	—
Rémunération fondée sur des actions	25	—	13	—	—	13	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(2 803)	(2 803)	—
Au 31 décembre 2024		21 121	520	1 201	21 672	44 514	1 244 332
Bénéfice net		—	—	—	5 918	5 918	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	(202)	—	(202)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 187 \$	22	—	—	—	596	596	—
Total du résultat global		—	—	(202)	6 514	6 312	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		212	(31)	—	—	181	4 510
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation ¹⁾	24	(945)	—	—	(2 136)	(3 081)	(55 322)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	24	14	—	—	(20)	(6)	—
Rémunération fondée sur des actions	25	—	13	—	—	13	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(2 809)	(2 809)	—
Au 31 décembre 2025		20 402	502	999	23 221	45 124	1 193 520

1) Comprend un impôt sur les rachats d'actions de 56 M\$ de dollars pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 (48 M\$ en 2024).

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Notes annexes

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

Suncor Énergie est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique, y compris l'exploitation des sables pétrolifères et les activités in situ, la valorisation, la production extracôtière, le raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis, la commercialisation et la négociation, ainsi que les réseaux nationaux de vente au détail et en gros de Petro-Canada^{MC}, fournissant une énergie fiable qui alimente la croissance économique et répond aux besoins des clients partout au Canada et dans le monde. Grâce à un engagement inébranlable envers la sécurité, l'excellence opérationnelle et la rentabilité, Suncor a le souci de dégager un rendement inégalé dans le secteur et de créer de la valeur à long terme pour ses actionnaires. Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et à la Bourse de New York (la « NYSE ») sous le symbole SU.

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

2. Base d'établissement

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») (les « Normes IFRS de comptabilité »).

Les méthodes comptables de Suncor sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur pour toutes les périodes visées par les présents états financiers consolidés, lesquels ont été approuvés par le conseil d'administration le 25 février 2026.

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 à la note 3. Les méthodes comptables décrites à la note 3 ont été appliquées de la même façon pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers consolidés.

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 des 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 significatifs utilisés dans la préparation des états financiers consolidés sont mentionnés à la note 4.

3. Sommaire des méthodes comptables significatives

a) Partenariats

Le classement des partenariats tient compte des droits et obligations contractuels de chacun des investisseurs et vérifie si la structure juridique du partenariat confère à l'entité des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs.

b) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle des entités de la Société correspond à la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités.

Lorsque la Société ou une de ses entités procède à la sortie de la totalité de sa participation dans un établissement à l'étranger ou qu'il y a perte du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur un établissement à l'étranger, le montant cumulé des écarts de conversion relatifs à l'établissement à l'étranger est comptabilisé dans le résultat net.

c) Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires tirés de la vente d'hydrocarbures et d'électricité constituent les ententes contractuelles avec des clients de la Société. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle est transféré au client, conformément aux modalités contractuelles stipulées. Tous les produits d'exploitation sont gagnés à un moment précis et ils sont fondés sur la contrepartie que la Société s'attend à recevoir pour le transfert des marchandises aux clients. Les produits sont habituellement recouverts au cours du mois suivant la livraison, à l'exception des produits de vente au détail, lesquels sont exigibles au moment de la livraison. Par conséquent, la Société n'ajuste pas la contrepartie au titre de l'incidence d'une composante financement.

d) Stocks

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés, autres que les stocks détenus aux fins de négociation, sont évalués au plus faible du coût, établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, et de la valeur nette de réalisation. Le coût des stocks comprend les coûts d'acquisition, les coûts de production directs, les frais généraux directs et la charge d'amortissement et d'épuisement. Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de la vente, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres produits de chacun des secteurs à présenter auxquels les négociations se rapportent.

e) Actifs de prospection et d'évaluation

Les frais liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers non productifs ou de permis d'exploration, de forage de puits d'exploration et les coûts liés à l'évaluation du potentiel commercial des ressources sous-jacentes, y compris les coûts d'emprunt, sont initialement incorporés dans le coût des actifs de prospection et d'évaluation. Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement.

Les actifs de prospection et d'évaluation font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer l'intention de mettre en valeur et d'extraire les ressources sous-jacentes. Si une zone ou un puits d'exploration n'est plus considéré comme commercialement viable, les coûts connexes incorporés à l'actif sont passés en charges.

Lorsque la direction établit avec une certitude raisonnable qu'un actif de prospection et d'évaluation sera mis en valeur, comme le démontrent les autorisations internes et externes appropriées et le classement des réserves prouvées et probables, l'actif est soumis à un test de dépréciation, après lequel la valeur comptable résiduelle est virée aux immobilisations corporelles.

Certains frais de prospection, y compris les frais liés aux études géologiques, géophysiques et sismiques et à la délimitation des biens d'exploitation de sables pétrolifères, sont imputés aux frais de prospection dès qu'ils sont engagés.

f) Immobilisations corporelles

Les coûts liés à l'acquisition et à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, y compris les frais liés à la réalisation d'études géologiques et géophysiques et au forage de puits de mise en valeur, de même que les coûts liés à la construction et à l'installation d'infrastructures de mise en valeur sont incorporés à l'actif à titre de biens pétroliers et gaziers dans les immobilisations corporelles.

Les coûts liés à la construction, à l'installation et à la mise en service, ou à l'acquisition de matériel de production de pétrole et de gaz naturel sont incorporés à l'actif à titre d'installations et matériel dans les immobilisations corporelles.

Le coût des opérations de découverte requises pour accéder aux ressources de sables pétrolifères engagé au stade initial de la mise en valeur d'une mine, du prolongement d'une mine ou d'une fosse est incorporé à l'actif à titre de coût de construction de la mine. Les frais de découverte engagés au stade de la production sont passés en charges puisqu'ils se rapportent normalement à la production de la période.

Le coût des inspections, révisions et activités de maintenance majeures planifiées visant à maintenir en état des immobilisations corporelles et à favoriser les activités d'exploitation des exercices futurs est incorporé à l'actif. Les travaux de maintenance planifiés périodiques qui sont effectués à des intervalles plus rapprochés sont comptabilisés dans les charges d'exploitation. Les remplacements qui n'ont pas lieu dans le cadre d'une inspection, d'une révision ou d'activités de maintenance majeures sont incorporés à l'actif s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés par la Société, et la valeur comptable de la composante remplacée est décomptabilisée.

Les coûts d'emprunt se rapportant aux actifs dont la construction nécessite plus d'un an sont incorporés dans le coût de l'actif. Les coûts d'emprunt cessent d'être incorporés dans le coût de l'actif lorsque celui-ci se trouve à l'endroit et dans l'état appropriés pour être exploité de la manière prévue, et leur incorporation est suspendue lorsque la construction d'un actif est interrompue pour une période prolongée.

g) Amortissement et épuisement

Une fois les coûts des actifs de prospection et d'évaluation virés aux immobilisations corporelles à titre de biens pétroliers et gaziers et la production commerciale commencée, ces coûts sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur, exception faite des coûts associés aux mines de sables pétrolifères, qui sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie de la mine, et des coûts liés à l'acquisition de biens, lesquels sont amortis sur les réserves prouvées.

Les dépenses en immobilisations ne sont pas amorties, et ce, tant que les immobilisations ne sont pas quasi achevées et prêtes pour leur utilisation prévue.

Les coûts liés à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, exception faite de certains actifs d'exploitation de sables pétrolifères, y compris les coûts liés aux infrastructures spéciales, comme les plateformes de puits et le matériel de tête de puits, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur. Une partie de ces coûts peut ne pas être amortie si elle se rapporte à des réserves non mises en valeur. Les coûts liés aux installations extracôtières sont amortis sur les réserves prouvées et probables. Les coûts liés à la mise en valeur et à la construction de mines de sables pétrolifères sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie de la mine.

Les principales composantes des immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévue.

Unités de valorisation des sables pétrolifères	30 à 40 ans
Usines d'extraction de sables pétrolifères et installations minières	10 à 30 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	10 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères <i>in situ</i>	25 à 40 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	25 à 40 ans
Usines de raffinage et autres installations de traitement	20 à 40 ans
Actifs de commercialisation et autres actifs de distribution	10 à 40 ans

Les coûts liés aux inspections, aux révisions et aux activités de maintenance majeures qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont amortis selon le mode linéaire sur la période comprise entre le moment où ont lieu ces activités et le moment où elles auront lieu de nouveau, qui varie de deux à cinq ans.

Les taux d'amortissement et d'épuisement sont revus une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations influent sur les coûts incorporés à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

Les actifs au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles à titre de contrats de location-financement sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif au titre du droit d'utilisation ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux.

h) Dépréciation d'actifs

Actifs non financiers

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont examinés chaque trimestre pour vérifier s'il existe des signes de dépréciation. Le goodwill est soumis à un test de dépréciation une fois l'an. Les actifs de prospection et d'évaluation sont également soumis à un test de dépréciation immédiatement avant d'être virés aux immobilisations corporelles.

Si des indications de dépréciation existent, le montant recouvrable de l'actif est estimé au montant le plus élevé entre la juste valeur diminuée des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de sortie est établie compte tenu des transactions récentes sur le marché, si ces données sont disponibles, sans quoi un modèle d'évaluation approprié est utilisé. La valeur d'utilité est évaluée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif concerné. Si l'actif ne génère pas de rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs, le test porte sur l'unité génératrice de trésorerie (l'« UGT »), soit le plus petit groupe d'actifs identifiable générant des rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles provenant des autres actifs ou groupes d'actifs, auquel l'actif appartient. Une perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT sur sa valeur recouvrable.

Pour tous les actifs individuels et les UGT autres que le goodwill, les pertes de valeur peuvent faire l'objet de reprises si des changements ont été apportés aux estimations et jugements ayant servi à déterminer le montant recouvrable de l'actif depuis la dernière comptabilisation d'une perte de valeur. Dans ce cas, la valeur comptable de l'UGT ou de l'actif est augmentée à sa valeur recouvrable révisée, laquelle ne peut excéder la valeur comptable qui aurait été établie, après déduction de la charge d'amortissement et d'épuisement, si aucune perte de valeur n'a été constatée.

Les pertes de valeur et reprises de pertes de valeur sont comptabilisées au poste « Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur ».

Actifs financiers

À chaque date de clôture, la Société évalue les pertes de crédit attendues relatives à ses actifs financiers évalués au coût amorti. Les pertes de crédit attendues s'entendent de la différence entre les flux de trésorerie à recevoir par la Société et les flux de trésorerie que la Société s'attend à recevoir, actualisés au taux d'intérêt effectif déterminé lors de la comptabilisation initiale. Dans le cas des créances clients, la Société applique l'approche simplifiée comme l'autorise l'IFRS 9, *Instruments financiers*, qui exige que les pertes de crédit attendues pour la durée de vie soient comptabilisées à partir de la comptabilisation initiale des créances. Pour évaluer les pertes de crédit attendues, les créances clients sont regroupées en fonction du nombre de jours pendant lesquels les créances sont impayées et des évaluations de la notation de crédit interne des clients. Le risque de crédit afférent aux créances à long terme est évalué en fonction de la notation de crédit externe de la contrepartie.

i) Provision

Une provision est constatée au titre des obligations liées au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles de la Société. La provision relative aux obligations de démantèlement et de remise en état est évaluée à la valeur actualisée de la meilleure estimation de la direction des flux de trésorerie futurs requis pour régler l'obligation actuelle, au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. La valeur de l'obligation est ajoutée à la valeur comptable de l'actif et amortie sur sa durée d'utilité. La provision est augmentée au fil du temps par l'imputation de montants au poste « Charges financières », les charges réelles étant imputées à l'obligation cumulée. Les ajustements aux flux de trésorerie futurs estimés par suite de révisions de l'estimation du montant ou du moment de la sortie des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisés à titre de variation de la provision pour démantèlement et remise en état et des actifs connexes.

j) Impôt sur le résultat

La Société utilise la méthode du report variable pour la comptabilisation de l'impôt sur le résultat. Selon cette méthode, l'impôt différé est comptabilisé pour tenir compte de l'incidence des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture qui devraient s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les différences temporaires devraient être recouvrées ou réglées. Les variations de ces soldes sont constatées dans le résultat net ou les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se produisent. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

La Société comptabilise l'incidence d'une position fiscale lorsqu'il est probable, compte tenu de ses mérites techniques, que la position sera confirmée à l'issue de l'audit. Lorsqu'il est établi qu'une position fiscale n'est pas considérée comme probable, la Société évalue toutes les issues possibles et leurs probabilités d'occurrence et elle inscrit une charge d'impôt selon sa meilleure estimation du montant d'impôt à payer.

k) Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

La Société offre des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et des avantages complémentaires de retraite.

Les coûts des prestations de retraite gagnées par les employés dans le cadre du régime à cotisations définies sont comptabilisés en charges dès qu'ils sont engagés. Le coût des régimes à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite est établi par calcul actuariel au moyen de la méthode des unités de crédit projetées, en fonction des salaires actuels et des hypothèses économiques et démographiques les plus probables de la direction.

Le passif ou l'actif net comptabilisé à l'état de la situation financière correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies moins la juste valeur des actifs des régimes et est présenté dans les autres passifs à long terme et les autres actifs.

Les prestations de retraite admissibles au cours de l'exercice sont inscrites au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ». Le coût financier sur le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisé dans les charges financières. Les gains et pertes actuariels à l'égard des actifs des régimes et de l'obligation au titre des prestations définies, ainsi que les changements au plafond de l'actif et au passif minimal, sont immédiatement comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et virés directement aux résultats non distribués.

l) Obligations et droits au titre des émissions

Les droits au titre des émissions et les crédits qui sont achetés sont évalués au plus bas du coût historique ou de la valeur nette de réalisation. Les crédits reçus par voie de subvention gouvernementale, y compris ceux reçus des activités en lien avec le mélange, sont comptabilisés au montant nominal.

Les obligations au titre des émissions sont évaluées selon la meilleure estimation des dépenses nécessaires au règlement de l'obligation à la date de clôture et sont passées en charges dans les achats de pétrole brut et de produits ou les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux.

Les obligations et droits au titre des émissions sont présentés déduction faite des autres actifs et passifs et sont décomptabilisés au moment du règlement du passif auprès de l'autorité de réglementation concernée.

m) Contrats de location

La Société a choisi de ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives au titre des contrats de location dont la durée est d'au plus 12 mois. Les paiements de loyers sont comptabilisés en charges lorsqu'ils sont engagés sur la durée du contrat de location. En ce qui a trait aux contrats de location dont la durée est de plus de un an, l'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers futurs, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou, si ce taux ne peut être déterminé facilement, à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société. Les paiements de loyers comprennent les paiements fixes, de même que les paiements variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

L'obligation locative est réévaluée s'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant de la modification de la durée du contrat de location, de la variation d'un indice ou d'un taux, ou d'un changement dans l'estimation de la Société des sommes à payer au titre d'une garantie de valeur résiduelle, ou si la Société revoit sa décision d'exercer ou non une option d'achat, de prolongation ou de résiliation du contrat de location. Lorsque l'obligation locative est réévaluée de cette façon, un ajustement équivalent est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation, ou est comptabilisé dans le résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont présentés dans les immobilisations corporelles.

4. Principales estimations comptables et jugements importants et autres estimations et jugements

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit faire des estimations et poser des jugements 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 éventualités. Ces estimations et jugements peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations disponibles.

Réserves de pétrole et de gaz

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz de la Société est prise en compte lors de l'évaluation de la charge d'amortissement et d'épuisement ainsi que des pertes de valeur et des charges de démantèlement et de remise en état et des regroupements d'entreprises. L'estimation des réserves prouvées et probables est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur le jugement professionnel. Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2025 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz sont fondées sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les projections des prix des marchandises, les données techniques et le montant et le calendrier des dépenses futures, qui sont tous soumis à des incertitudes. Les estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2025, lesquelles pourraient être considérablement différentes à des périodes ultérieures.

Frais de prospection et d'évaluation

Certains frais de prospection et d'évaluation sont initialement incorporés à l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit poser des jugements à l'égard d'événements ou de circonstances futurs et fait des estimations dans le but d'évaluer la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Les frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer l'intention de mettre en valeur le projet. Le taux de succès des forages ou les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des jugements importants dans le cadre de cette confirmation. La détermination du moment auquel ces frais doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction et tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires auprès des organismes de réglementation, les partenaires et le processus d'autorisation interne des projets de la Société.

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

Une UGT est le plus petit groupe d'actifs intégrés qui génèrent des rentrées de trésorerie identifiables largement indépendantes des rentrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT nécessite une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, aux infrastructures partagées et à la façon dont la direction surveille les activités.

Dépréciation d'actifs

La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence d'indicateurs de dépréciation d'actifs ou de reprises en fonction de nombreux facteurs internes et externes, comme les fluctuations importantes à la hausse ou à la baisse des volumes de production, des prix des marchandises, des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation prévus, et l'incidence de la transition énergétique.

La valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de sortie et la valeur d'utilité. Les principales estimations retenues par la Société pour déterminer la valeur recouvrable comprennent habituellement les prix futurs estimatifs des marchandises, les taux d'actualisation, les volumes de production prévus, les charges d'exploitation futurs, y compris les coûts liés aux émissions de gaz à effet de serre (« GES ») et les frais de mise en valeur, l'impôt sur le résultat et les marges de raffinage. Pour déterminer la valeur recouvrable, la direction peut également avoir à poser des jugements quant à la probabilité que survienne un événement futur. Des changements apportés à ces estimations et jugements influenceront sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourraient donner lieu à un ajustement significatif de leur valeur comptable.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

En ce qui a trait aux provisions pour démantèlement et remise en état, la direction exerce son jugement pour évaluer les exigences réglementaires futures, l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état, ainsi que la méthode prévue pour la remise en état, à la fin de chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou à ses activités d'exploitation normales.

Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modifications apportées aux lois et aux règlements, de l'émergence d'une nouvelle technologie, de l'expérience d'exploitation, des prix, et des plans de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie des réserves. Les changements d'estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements d'hypothèses sur l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés. Les paiements en vue de régler les provisions pour démantèlement et remise en état sont alignés sur la durée de vie estimée de l'actif sous-jacent. Les incidences au titre de la transition énergétique sont traitées ci-après.

Changements climatiques

Les changements climatiques, la demande mondiale d'électricité et la transition vers une économie sobre en carbone ont été pris en compte lors de l'établissement des états financiers consolidés. Ces facteurs influent principalement sur les hypothèses relatives aux prix des marchandises, à l'évaluation des actifs, aux estimations des réserves et au calendrier des activités de remise en état. Ils peuvent également avoir une incidence sur les actifs et les passifs futurs. Suncor tient compte des coûts estimés des émissions de GES dans sa planification opérationnelle et ses évaluations de projets, et ces estimations font l'objet d'une surveillance et d'une mise à jour continues au besoin.

Droits de douane

Le gouvernement des États-Unis a continué de mettre en œuvre ou de proposer des droits de douane sur divers produits canadiens. La Société suit de près l'évolution de la situation et continuera d'évaluer les répercussions de ces droits de douane et mesures. À ce jour, les changements tarifaires mis en œuvre ou proposés n'ont pas eu d'incidence significative sur les coûts des intrants de la Société. Les répercussions que pourraient avoir de futurs droits de douane sur les résultats financiers de la Société restent très incertaines et, pour cette raison, il est impossible de les quantifier à l'heure actuelle.

Avantages sociaux futurs

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite reçus par les employés est estimé selon des méthodes d'évaluation actuarielle qui reposent sur l'exercice du jugement professionnel. Les estimations généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, selon le cas, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement des actifs des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

5. Nouvelles normes IFRS

Prises de position récentes en comptabilité

Les normes, modifications et interprétations publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur à la date d'autorisation des états financiers consolidés de la Société et qui peuvent avoir une incidence sur les informations à fournir et sur la situation financière de la Société, sont présentées ci-dessous. La Société a l'intention d'adopter ces normes, modifications et interprétations, s'il y a lieu, au moment de leur entrée en vigueur.

En avril 2024, l'IASB a publié l'IFRS 18, *Présentation et informations à fournir dans les états financiers*, qui remplacera l'IAS 1, *Présentation des états financiers*. La nouvelle norme instaure deux nouveaux sous-totaux obligatoires et des catégories définies de produits et de charges dans les états consolidés du résultat global, ainsi que des exigences accrues pour le regroupement des informations dans les états financiers consolidés. Les mesures de la performance définies par la direction devront également être présentées dans les notes afférentes aux états financiers consolidés.

En raison des nouvelles normes et d'autres modifications, un nouveau sous-total « résultat d'exploitation » doit être utilisé en vertu de l'IFRS 18 comme point de départ pour déterminer les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation aux termes de la méthode indirecte. La nouvelle norme et les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2027 et seront appliquées de manière rétroactive, avec application de certaines dispositions transitoires. La Société évalue actuellement l'incidence de l'adoption de l'IFRS 18 et des autres modifications sur les états financiers consolidés.

En mai 2024, l'IASB a publié des modifications de l'IFRS 9, *Instruments financiers*, et de l'IFRS 7, *Instruments financiers : Informations à fournir*, afin d'apporter des éclaircissements au sujet de la date de comptabilisation et de décomptabilisation de certains actifs financiers et passifs financiers. Ces modifications comprennent également une nouvelle exception à l'égard de certains passifs financiers réglés au moyen d'un système de paiement électronique. Les modifications s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2026, leur adoption anticipée étant toutefois permise. La Société ne s'attend pas à ce que ces modifications aient une incidence importante sur les états financiers consolidés à la suite de leur première application.

6. Information sectorielle

Les secteurs opérationnels de la Société sont présentés ci-dessous en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction.

- Le secteur Sables pétrolifères regroupe les activités de la Société dans le nord de l'Alberta visant à explorer, à mettre en valeur et à produire du bitume, du pétrole brut synthétique et des produits connexes provenant d'installations minières et *in situ*. Ce secteur comprend les activités du secteur Sables pétrolifères (mine de base et activités *in situ*) et Fort Hills ainsi que la participation conjointe de la Société dans Syncrude.
- Le secteur Exploration et production (« E&P ») regroupe les activités extracôtières sur la côte Est du Canada qui comprennent les participations dans les champs pétrolifères Terra Nova, White Rose, Hibernia et Hebron. Les actifs terrestres internationaux comprennent les participations directes de la Société en Libye.

- Le secteur Raffinage et commercialisation regroupe les activités de raffinage de produits tirés du pétrole brut et les activités de distribution, de commercialisation et de transport des produits raffinés et pétrochimiques et d'autres produits achetés par l'intermédiaire des réseaux de vente au détail et en gros au Canada et aux États-Unis (É.-U.). Ce secteur comprend également la négociation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel et d'électricité.

La Société présente les activités liées à la négociation de l'énergie et à la gestion des risques dans chacun des secteurs auxquels les activités se rapportent.

La Société comptabilise dans le secteur Siège social et éliminations les activités qui ne peuvent pas être directement attribuées à un secteur opérationnel donné. Le secteur Siège social comprend la dette et les coûts d'emprunt de Suncor ainsi que les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	19 298	20 818	2 509	2 798	30 569	31 266	1	(1)	52 377	54 881
Produits intersectoriels	8 026	8 442	—	—	102	75	(8 128)	(8 517)	—	—
Moins les redevances	(2 911)	(3 645)	(558)	(547)	—	—	—	—	(3 469)	(4 192)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	24 413	25 615	1 951	2 251	30 671	31 341	(8 127)	(8 518)	48 908	50 689
Autres produits (pertes)	223	176	(6)	16	56	255	129	(2)	402	445
	24 636	25 791	1 945	2 267	30 727	31 596	(7 998)	(8 520)	49 310	51 134
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	2 570	2 559	—	—	23 756	24 915	(8 273)	(8 359)	18 053	19 115
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	9 625	9 428	521	524	2 439	2 466	663	641	13 248	13 059
Transport et distribution	1 310	1 225	118	89	570	566	(37)	(38)	1 961	1 842
Charge d'amortissement et d'épuisement	5 047	5 134	649	707	1 082	996	138	117	6 916	6 954
Prospection	104	86	55	6	—	—	—	—	159	92
Profit à la cession d'actifs	(36)	(15)	—	—	(19)	(8)	—	(2)	(55)	(25)
Charges financières	739	767	76	74	77	65	188	1 004	1 080	1 910
	19 359	19 184	1 419	1 400	27 905	29 000	(7 321)	(6 637)	41 362	42 947
Bénéfice (perte) avant impôt	5 277	6 607	526	867	2 822	2 596	(677)	(1 883)	7 948	8 187
Charges (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	1 940	2 465
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	90	(294)
	—	—	—	—	—	—	—	—	2 030	2 171
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	5 918	6 016
Dépenses en immobilisations	3 869	4 340	797	907	1 148	1 190	42	46	5 856	6 483

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025			2024		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	17 803	—	17 803	19 336	—	19 336
Bitume	9 521	—	9 521	9 924	—	9 924
	27 324	—	27 324	29 260	—	29 260
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	2 018	491	2 509	2 127	671	2 798
	2 018	491	2 509	2 127	671	2 798
Raffinage et commercialisation						
Essence	13 208	—	13 208	13 357	—	13 357
Distillat	14 886	—	14 886	15 181	—	15 181
Autres	2 577	—	2 577	2 803	—	2 803
	30 671	—	30 671	31 341	—	31 341
Siège social et éliminations	(8 127)	—	(8 127)	(8 518)	—	(8 518)
Total des produits bruts des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	51 886	491	52 377	54 210	671	54 881

Informations géographiques

Les produits d'exploitation, déduction faite des redevances, et les actifs, sont ventilés selon l'emplacement géographique des actifs.

Produits d'exploitation, déduction faite des redevances

(en millions de dollars)	2025	2024
Canada	42 295	42 639
États-Unis	6 342	7 650
Autres pays	271	400
	48 908	50 689

Actifs non courants¹⁾

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Canada	73 423	72 820
États-Unis	2 059	2 344
Autres pays	120	152
	75 602	75 316

1) Exclut les actifs d'impôt différé.

7. Autres produits

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2025	2024
Gestion des risques et activités de négociation de l'énergie	84	236
Produit financier et produits d'intérêts ¹⁾	192	107
Produit d'assurance et autres ²⁾	126	102
	402	445

- 1) L'exercice 2025 comprend un renversement d'une provision de 66 M\$ sur des placements en titres de capitaux propres et une réduction de valeur de 95 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres, dans le secteur Siège social, ainsi qu'une réduction de valeur de 41 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres, dans le secteur Raffinage et commercialisation. L'exercice 2024 comprend une perte de valeur de 212 M\$ sur des placements en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social.
- 2) L'exercice 2024 comprend des produits d'assurance de 84 M\$ au titre de la raffinerie de Commerce City, dans le secteur Raffinage et commercialisation.

8. Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2025	2024
Charge liée au personnel et aux services contractuels	8 831	8 821
Matériaux et équipement	2 265	2 244
Marchandises	1 820	1 578
Déplacements, marketing et autres	332	416
	13 248	13 059

9. Charges financières

Les charges financières se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2025	2024
Intérêts sur la dette	628	684
Intérêts sur les obligations locatives	268	256
Intérêts incorporés à l'actif, au taux de 5,8 % (5,8 % en 2024)	(198)	(317)
Charge d'intérêts	698	623
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	45	47
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	(3)	24
Charge de désactualisation	576	592
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains et sur les contrats de location	(403)	714
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	167	(260)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	170
	1 080	1 910

10. Impôt sur le résultat

Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2025	2024
Impôt exigible		
Exercice écoulé	2 046	2 581
Ajustements de l'impôt exigible d'exercices précédents	(106)	(116)
Impôt différé		
Naissance et résorption de différences temporaires	(33)	(477)
Ajustements relatifs à l'impôt différé d'exercices précédents	160	128
Modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	—	26
Variation des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(37)	29
Total de la charge d'impôt sur le résultat	2 030	2 171

Rapprochement du taux d'imposition effectif

La charge d'impôt sur le résultat a été calculée selon un taux d'imposition effectif qui diffère du taux d'impôt prévu par la loi. Un rapprochement est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	2025	2024
Bénéfice avant impôt sur le résultat	7 948	8 187
Taux d'impôt prévu par la loi canadienne	23,88 %	23,85 %
Impôt prévu par la loi	1 898	1 953
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Partie non imposable des (gains) pertes en capital	(49)	116
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	58	29
Cotisations et ajustements	65	(123)
Incidence des modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	—	27
Écart du taux d'impôt étranger	91	146
Variation des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(37)	29
Autres	4	(6)
Total de la charge d'impôt sur le résultat	2 030	2 171
Taux d'impôt effectif	25,5 %	26,5 %

Soldes d'impôt différé

Les principales composantes des (actifs) passifs d'impôt différé et de la charge (du produit) d'impôt différé de la Société sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	Charge (recouvrement) d'impôt différé		Passif (actif) d'impôt différé	
	2025	2024	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Immobilisations corporelles	(166)	(53)	10 947	11 043
Provision pour démantèlement et remise en état	20	(23)	(2 817)	(2 766)
Régimes de retraite du personnel	(35)	(72)	(12)	(163)
Pertes fiscales reportées en avant	105	(104)	(8)	(114)
Autres	166	(42)	(30)	(183)
Charge (recouvrement) et passif d'impôt différé, montant net	90	(294)	8 080	7 817

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	2025	2024
Passif d'impôt différé, montant net, à l'ouverture de l'exercice	7 817	7 916
Montant comptabilisé dans la charge (le recouvrement) d'impôt différé	90	(294)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	187	186
Écart de conversion, acquisition, cession et autres éléments	(14)	9
Passif d'impôt différé, montant net, à la clôture de l'exercice	8 080	7 817

Soldes d'impôt différé inclus dans les capitaux propres

(en millions de dollars)	2025	2024
Impôt différé inclus dans les autres éléments du résultat global		
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel	187	186
Total de la charge d'impôt comptabilisée en capitaux propres	187	186

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour les reports en avant de pertes fiscales dans la mesure où la réalisation de l'avantage fiscal connexe est probable compte tenu des bénéfices futurs estimatifs. Suncor a omis de comptabiliser un actif d'impôt différé de 89 M\$ (119 M\$ en 2024) pour des pertes en capital de 749 M\$ (1,0 G\$ en 2024) découlant de pertes de change latentes liées à la dette libellée en dollars américains, car ces pertes ne pourront être utilisées que si des gains en capital sont réalisés dans l'avenir.

Aucun impôt différé n'a été constaté au 31 décembre 2025 à l'égard des résultats nets non rapatriés liés à des filiales à l'étranger, car la Société est en mesure de contrôler le moment et le montant de ces distributions et elle ne prévoit pas de charge d'impôt au titre des distributions futures.

11. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	2025	2024
Bénéfice net	5 918	6 016
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 219	1 274
Titres dilutifs :		
Effet des options sur actions	1	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 220	1 276
(en dollars par action ordinaire)		
Bénéfice de base et dilué par action	4,85	4,72

12. Trésorerie et équivalents de trésorerie

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Trésorerie	3 581	3 141
Équivalents de trésorerie	69	343
	3 650	3 484

13. Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie

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

(en millions de dollars)	2025	2024
Créances	378	1 330
Stocks	(143)	423
Dettes fournisseurs et charges à payer	(603)	51
Tranche courante des provisions	64	(132)
Impôt à payer (montant net)	99	454
	(205)	2 126
Attribuable aux :		
Activités d'exploitation	(2)	2 114
Activités d'investissement	(203)	12
	(205)	2 126

Rapprochement des variations des passifs avec les flux de trésorerie liés aux activités de financement :

(en millions de dollars)	Dettes à court terme	Tranche courante des obligations locatives à long terme	Obligations locatives à long terme	Tranche courante de la dette à long terme	Dettes à long terme	Passif au titre du partenariat	Dividendes à payer
Au 31 décembre 2023	494	348	3 478	—	11 087	398	—
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :							
Émission de papier commercial, montant net	(503)	—	—	—	—	—	—
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	—	(1 566)	—	—
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	170	—	—
Pertes de change réalisées	7	—	—	—	289	—	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	(2 803)
Paiements au titre des obligations locatives	—	(471)	—	—	—	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	(16)	—
Autres	—	—	—	—	2	—	—
Variations hors trésorerie :							
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	2 803
Profits de change latents	2	4	49	—	363	—	—
Reclassement de la dette à long terme	—	—	—	997	(997)	—	—
Décomptabilisation de contrats de location	—	—	(27)	—	—	—	—
Reclassement d'obligations locatives	—	718	(718)	—	—	—	—
Nouvelles obligations locatives	—	—	963	—	—	—	—
Au 31 décembre 2024	—	599	3 745	997	9 348	382	—
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :							
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	(1 000)	—	—	—
Émission de titres d'emprunt à long terme	—	—	—	—	996	—	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	(2 809)
Paiements au titre des obligations locatives	—	(690)	—	—	—	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	(17)	—
Autres	—	—	—	—	(1)	—	—
Variations hors trésorerie :							
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	2 809
(Profits) pertes de change latent(e)s	—	—	(50)	94	(447)	—	—
Reclassement de la dette à long terme	—	—	—	882	(882)	—	—
Décomptabilisation de contrats de location	—	—	(10)	—	—	—	—
Reclassement d'obligations locatives	—	729	(729)	—	—	—	—
Nouvelles obligations locatives	—	—	923	—	—	—	—
Au 31 décembre 2025	—	638	3 879	973	9 014	365	—

14. Stocks

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Pétrole brut ¹⁾	1 923	2 015
Produits raffinés	2 133	1 984
Matières, fournitures et marchandises	1 065	1 042
	5 121	5 041

1) Comprend un montant de 303 M\$ au titre des stocks détenus aux fins de négociation (336 M\$ en 2024), lesquels sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de la vente, d'après des données d'évaluation de la juste valeur de niveau 1 et de niveau 2.

En 2025, des stocks produits et acquis de 36,1 G\$ (37,1 G\$ en 2024) ont été passés en charges.

15. Immobilisations corporelles

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Installations et matériel	Total
Coût			
Au 31 décembre 2023	41 101	84 481	125 582
Entrées	864	6 612	7 476
Virements	(10)	10	—
Variation de l'obligation pour démantèlement et remise en état	107	109	216
Cessions et montants décomptabilisés	(10)	(363)	(373)
Ajustements liés au taux de change	344	342	686
Au 31 décembre 2024	42 396	91 191	133 587
Entrées	1 104	5 623	6 727
Variation de l'obligation pour démantèlement et remise en état	147	122	269
Cessions et montants décomptabilisés	(339)	(582)	(921)
Ajustements liés au taux de change	(181)	(210)	(391)
Au 31 décembre 2025	43 127	96 144	139 271
Provision cumulée			
Au 31 décembre 2023	(23 311)	(34 621)	(57 932)
Charge d'amortissement et d'épuisement	(2 015)	(4 875)	(6 890)
Cessions et montants décomptabilisés	8	239	247
Ajustements liés au taux de change	(318)	(182)	(500)
Au 31 décembre 2024	(25 636)	(39 439)	(65 075)
Charge d'amortissement et d'épuisement	(1 623)	(5 121)	(6 744)
Cessions et montants décomptabilisés	286	446	732
Ajustements liés au taux de change	156	88	244
Au 31 décembre 2025	(26 817)	(44 026)	(70 843)
Immobilisations corporelles, montant net			
31 décembre 2024	16 760	51 752	68 512
31 décembre 2025	16 310	52 118	68 428

(en millions de dollars)	31 décembre 2025			31 décembre 2024		
	Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette	Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette
Sables pétrolifères	98 272	(47 186)	51 086	94 509	(42 601)	51 908
Exploration et production	18 905	(12 974)	5 931	18 424	(12 771)	5 653
Raffinage et commercialisation	20 822	(10 057)	10 765	19 524	(9 136)	10 388
Siège social et éliminations	1 272	(626)	646	1 130	(567)	563
	139 271	(70 843)	68 428	133 587	(65 075)	68 512

Au 31 décembre 2025, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 5,6 G\$ (6,8 G\$ au 31 décembre 2024).

16. Contrats de location

Actifs au titre de droits d'utilisation

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont présentés dans les immobilisations corporelles.

Le tableau qui suit présente les actifs au titre de droits d'utilisation par catégorie d'actifs :

(en millions de dollars)	Installations et matériel
Coûts	
Au 31 décembre 2023	5 206
Entrées et ajustements	963
Cessions	(54)
Écarts de change	28
Au 31 décembre 2024	6 143
Entrées et ajustements	923
Cessions	(50)
Écarts de change	(18)
Au 31 décembre 2025	6 998
Provision cumulée	
Au 31 décembre 2023	(1 538)
Amortissement	(444)
Cessions	32
Écarts de change	(15)
Au 31 décembre 2024	(1 965)
Amortissement	(661)
Cessions	19
Écarts de change	7
31 décembre 2025	(2 600)
Actifs au titre de droits d'utilisation, montant net	
31 décembre 2024	4 178
31 décembre 2025	4 398

Obligations locatives

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Total des obligations locatives ^{1), 2)}	4 517	4 344
Tranche courante des obligations locatives à long terme	(638)	(599)
Obligations locatives à long terme	3 879	3 745

- 1) Les obligations locatives comprennent un montant de 286 M\$ au titre des pipelines qui transportent le pétrole brut sur le marché par l'intermédiaire de tiers.
- 2) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 1,4 % à 13,4 % et les dates d'échéance, de 2026 à 2065.

Autres contrats de location liés aux éléments comptabilisés dans les états consolidés du résultat global :

Aucun contrat de location ne comprenait de garantie de valeur résiduelle. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location comprenait des paiements au titre des obligations locatives de 690 M\$ et des charges d'intérêts sur les obligations locatives de 268 M\$ (471 M\$ et 256 M\$, respectivement, en 2024).

17. Actifs de prospection et d'évaluation

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Solde à l'ouverture de l'exercice	1 742	1 758
Cessions et montants décomptabilisés	—	(16)
Solde à la clôture de l'exercice	1 742	1 742

18. Autres actifs

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Participations ¹⁾	337	347
Créances de tiers à long terme ¹⁾	410	513
Régimes de retraite (note 22)	1 121	617
Autres ¹⁾	109	82
	1 977	1 559

- 1) Les montants de la période précédente ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des participations, des créances de tiers à long terme et autres de la période considérée.

19. Goodwill et autres immobilisations incorporelles

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères – goodwill	Raffinage et commercialisation – goodwill	Application numérique et autres	Total
Au 31 décembre 2023	2 752	140	636	3 528
Entrées	—	—	55	55
Amortissement	—	—	(80)	(80)
Au 31 décembre 2024	2 752	140	611	3 503
Entrées	—	—	43	43
Amortissement	—	—	(91)	(91)
Au 31 décembre 2025	2 752	140	563	3 455

Au 31 décembre 2025, la Société a soumis à un test de dépréciation les UGT du secteur Sables pétrolifères et du secteur Raffinage et commercialisation. Les valeurs recouvrables ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de sortie, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus.

Pour le secteur Sables pétrolifères, les flux de trésorerie prévisionnels sont fondés sur l'expérience passée, les tendances historiques, les évaluations des réserves et des ressources de la Société effectuées par des tiers en vue d'estimer les profils et volumes de production, les estimations relatives aux charges d'exploitation et aux dépenses en immobilisations. Ces flux de trésorerie prévisionnels tiennent compte également des appréciations actuelles, par le marché, des principales hypothèses, notamment les coûts liés aux émissions de GES, les prévisions à long terme concernant les prix des marchandises, les taux d'inflation, les taux de change et les taux d'actualisation (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 26). Les estimations de flux de trésorerie futurs sont actualisées par application d'un taux ajusté en fonction du risque après impôt de 7,8 % (7,8 % en 2024). La Société a fondé ses projections de flux de trésorerie sur une période qui s'étend au-delà de 50 ans, au moyen d'un prix du West Texas Intermediate de 62,00 \$ US/b pour 2026, de 66,30 \$ US/b pour 2027, de 67,63 \$/b en 2028 suivis d'une croissance moyenne de 2 % par année par la suite, ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité.

Pour le secteur Raffinage et commercialisation, les prévisions des flux de trésorerie actualisés sont fondées sur les résultats historiques ajustés en fonction des plans en matière de production actuels et des prévisions concernant le contexte commercial.

20. Emprunts et facilités de crédit

Les emprunts et les facilités de crédit se composent des éléments suivants :

Dettes à long terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Emprunts à échéance fixe¹⁾²⁾		
Billets à moyen terme de série 9 à 5,60 %, échéant en 2025	—	1 000
Débiteures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 \$ US)	377	396
Billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026	96	96
Billets à moyen terme de série 10 à 5,40 %, échéant en 2026	500	500
Billets à 8,20 %, échéant en 2027 (43 \$ US)	59	62
Billets à moyen terme de série 11 à 2,95 %, échéant en 2027	500	—
Débiteures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 \$ US)	343	360
Billets à moyen terme de série 6 à 3,10 %, échéant en 2029	65	65
Billets à moyen terme de série 7 à 5,00 %, échéant en 2030	154	154
Billets à moyen terme de série 12 à 3,55 %, échéant en 2030	500	—
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 \$ US)	686	720
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (91 \$ US)	123	130
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 \$ US)	686	720
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (178 \$ US)	243	257
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	279	279
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (621 \$ US)	852	895
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (476 \$ US)	652	685
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 \$ US)	1 029	1 080
Billets à 6,00 %, échéant en 2042 (32 \$ US)	43	46
Billets à moyen terme de série 5 à 4,34 %, échéant en 2046	300	300
Billets à 4,00 %, échéant en 2047 (750 \$ US)	1 029	1 080
Billets à moyen terme de série 8 à 3,95 %, échéant en 2051	500	500
Billets à 3,75 %, échéant en 2051 (750 \$ US)	1 029	1 080
Total de la dette à long terme non garantie	10 045	10 405
Frais de financement différés	(58)	(60)
	9 987	10 345
Tranche courante de la dette à long terme	(973)	(997)
Total de la dette à long terme	9 014	9 348

1) Les montants de la période précédente ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation du total de la dette à long terme non garantie de la période considérée.

2) Certains titres sont rachetables au gré de la Société.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, la Société a prorogé l'échéance de ses facilités de crédit consortiales, la faisant passer d'octobre 2027 et d'octobre 2028 à décembre 2028 et à décembre 2029, respectivement.

Au cours du quatrième trimestre de 2025, la Société a émis des billets non garantis de premier rang d'un montant en capital global de 1,0 G\$, qui consistent en des billets de série 11 à moyen terme d'un montant de 500 M\$ échéant le 14 novembre 2027 et assortis d'un taux d'intérêt de 2,95 %, et en des billets à moyen terme de série 12 d'un montant de 500 M\$ échéant le 14 novembre 2030 et assortis d'un taux d'intérêt de 3,55 %. Les frais d'émission de titres de créance se sont chiffrés à 4 M\$ et ont été portés en déduction de la valeur comptable de la dette et amortis selon la méthode du taux d'intérêt effectif. Le produit net a été utilisé pour rembourser les billets à moyen terme de série 9 à 5,60 %, échéant en 2025, d'un montant en capital de 1 G\$.

Au cours du quatrième trimestre de 2024, la Société a prorogé l'échéance de ses facilités de crédit consortiales de juin 2026 à octobre 2027 et d'octobre 2028.

Au cours du quatrième trimestre de 2024, la Société a lancé une offre de rachat de titres d'emprunt aux termes de laquelle elle a remboursé un montant en capital total au titre de la dette supérieur à la valeur nominale de 1,1 G\$ CA, majoré des intérêts courus et impayés de 24 M\$. Par suite de l'extinction, la Société a engagé des charges de 168 M\$ liées à l'amortissement accéléré de frais d'émission de titres de créance, ce qui a donné lieu à une perte totale de 144 M\$ (111 M\$ après impôt) à l'extinction de la dette à long terme. Les modalités générales des billets qui ont été éteints sont les suivantes :

- billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026, d'un montant en capital de 115 M\$ (remboursement partiel de 20 M\$);
- billets à moyen terme de série 6 à 3,10 %, échéant en 2029, d'un montant en capital de 79 M\$ (remboursement partiel de 13 M\$);
- billets à 5,35 %, échéant en 2033, d'un montant en capital de 118 M\$ US (remboursement partiel de 28 M\$ US);
- billets à 5,95 %, échéant en 2035, d'un montant en capital de 199 M\$ US (remboursement partiel de 22 M\$ US);
- billets à 6,50 %, échéant en 2038, d'un montant en capital de 954 M\$ US (remboursement partiel de 479 M\$ US);
- billets de 6,80 % échéant en 2038, d'un capital de 881 M\$ US (remboursement partiel de 260 M\$ US).

Au cours du troisième trimestre de 2024, la Société a procédé à deux rachats partiels, ce qui a donné lieu à une perte à l'extinction d'une dette de 26 M\$ (23 M\$). Les modalités générales des billets qui ont été éteints sont les suivantes :

- billets à 6,50 %, échéant en 2038, d'un montant en capital de 1,15 G\$ US (remboursement partiel de 196 M\$ US);
- billets à 6,80 %, échéant en 2038, d'un montant en capital de 900,0 M\$ US (remboursement partiel de 19 M\$ US).

Paiements prévus au titre du remboursement de la dette

Les remboursements de capital prévus au titre de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Remboursement
2026	973
2027	559
2028	343
2029	65
2030	654
Par la suite	7 451
	10 045

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente un sommaire des facilités de crédit disponibles et inutilisées :

(en millions de dollars)	2025
Entièrement renouvelable et échéant en 2029	2 750
Entièrement renouvelable et échéant en 2028	2 469
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	1 070
Total des facilités de crédit	6 289
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(725)
Total des facilités de crédit inutilisées ¹⁾	5 564

- 1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidité ont diminué pour s'établir à 5,219 G\$ au 31 décembre 2025, alors qu'elles totalisaient 5,475 G\$ au 31 décembre 2024.

21. Autres passifs à long terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 22)	516	508
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 25)	328	334
Passif au titre du partenariat (note 26) ¹⁾	365	382
Obligations au titre des émissions	131	202
Autres ²⁾	76	76
	1 416	1 502

1) En 2025, la Société a versé des distributions de 62 M\$ aux partenaires du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est (63 M\$ en 2024), dont 45 M\$ (47 M\$ en 2024) ont été attribués à la charge d'intérêts et 17 M\$ (16 M\$ en 2024), au principal.

2) Les montants de la période précédente ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation au poste Autres adoptée pour les périodes à l'étude.

22. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

Aux termes des régimes de retraite à prestations définies de la Société, des prestations sont versées au moment du départ à la retraite en fonction des années de service et de la moyenne des derniers salaires, le cas échéant. La Société s'acquitte de ces obligations par la capitalisation des régimes de retraite agréés et par le versement de rentes au titre des régimes supplémentaires de retraite non agréés, lesquelles sont provisionnées au moyen de conventions de retraite ou simplement versées aux prestataires. Les cotisations de la Société aux régimes capitalisés sont déposées auprès de fiduciaires indépendants qui agissent à titre de dépositaires des actifs des régimes ainsi qu'en tant qu'agents payeurs des prestations aux prestataires. Les actifs des régimes sont gérés par un comité de retraite agissant au nom des prestataires. Le comité fait appel à des gestionnaires et à des experts indépendants.

Des études sur l'appariement de l'actif et du passif sont menées par un consultant tiers afin de définir la composition des actifs en quantifiant les caractéristiques de risque et de rendement de stratégies de composition de l'actif potentielles. L'étude tient compte des politiques en matière de placements et de cotisations, et porte notamment sur la composition des actifs et la sensibilité aux fluctuations des taux d'intérêt.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme aux règlements qui exigent qu'une évaluation actuarielle des caisses de retraite ait lieu au moins tous les trois ans au Canada, et tous les ans aux États-Unis et en Allemagne. Les évaluations les plus récentes pour les régimes canadiens enregistrés sont datées 31 décembre 2024. À des fins comptables, la Société évalue les actifs des régimes et réévalue l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre.

Les avantages complémentaires de retraite de la Société, qui ne sont pas capitalisés, offrent certaines protections pour soins de santé et couvertures d'assurance vie, ainsi que d'autres avantages à long terme, comme les indemnités pour invalidité de longue durée aux salariés à la retraite et aux personnes à charge admissibles qui leur survivent.

La Société comptabilise sa quote-part des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et des régimes d'avantages complémentaires de retraite de Syncrude.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations définies, y compris un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis qui correspond à une cotisation annuelle de 5 % à 11,5 % des gains ouvrant droit à pension des employés participants.

Obligations au titre des prestations définies et situation de capitalisation

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2025	2024	2025	2024
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations à l'ouverture de l'exercice	6 758	6 607	554	559
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	170	183	46	13
Cotisations salariales	22	77	—	—
Prestations versées	(352)	(382)	(32)	(33)
Coût financier	312	307	26	25
Incidence des taux de change	(4)	12	(1)	1
Règlements	3	4	—	—
Indemnités de départ	—	—	—	—
Réévaluation actuarielle :				
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des passifs des régimes	49	17	7	(18)
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	(61)	(10)	(3)	11
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses financières	(282)	(57)	(18)	(4)
Obligation au titre des prestations à la clôture de l'exercice	6 615	6 758	579	554
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes à l'ouverture de l'exercice	7 385	6 738	—	—
Cotisations patronales	(109)	(90)	—	—
Cotisations salariales	22	77	—	—
Prestations versées	(344)	(370)	—	—
Incidence des taux de change	(7)	11	—	—
Règlements	2	3	—	—
Frais d'administration	(7)	(7)	—	—
Revenu sur les actifs des régimes	341	308	—	—
Réévaluation actuarielle				
Rendement sur les actifs des régimes supérieur (inférieur) au taux d'actualisation	475	715	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	7 758	7 385	—	—
Surplus (obligation non capitalisée), montant net, à la clôture de l'exercice	1 143	627	(579)	(554)

L'actif (passif) au titre des prestations définies est comptabilisé de la façon suivante à l'état consolidé de la situation financière :

(en millions de dollars)	31 décembre	31 décembre
	2025	2024
Montants imputés aux postes suivants :		
Autres actifs (note 18)	1 121	617
Dettes fournisseurs et charges à payer	(41)	(36)
Autres passifs à long terme (note 21)	(516)	(508)
	564	73

En 2023, la Société a obtenu une exonération de cotisations en ce qui a trait à la fois aux régimes à prestations définies et à cotisations définies, et elle prévoit reprendre les cotisations en trésorerie à la fin de 2027.

Au 31 décembre 2025, 98 % du montant net total des surplus était lié à l'obligation au titre des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada (98 % au 31 décembre 2024). La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies aux termes des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada est de 12,9 ans (13,8 ans en 2024).

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2025	2024	2025	2024
Analyse du montant passé en résultat net:				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	170	183	46	13
Coût (produit) financier	(29)	(1)	26	25
Charge au titre des régimes à prestations définies	141	182	72	38
Charge au titre des régimes à cotisations définies	8	8	—	—
Charge totale au titre des régimes de prestations passée en résultat net	149	190	72	38

Composantes du coût des prestations définies comptabilisées dans les autres éléments du résultat global :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires retraite	
	2025	2024	2025	2024
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des variations des données liées à l'expérience	49	17	7	(18)
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	(61)	(10)	(18)	(4)
(Gains actuariels) pertes actuarielles découlant des variations des hypothèses financières	(282)	(57)	(3)	11
Rendement des actifs des régimes (supérieur) inférieur au taux d'actualisation (exclusion faite des montants inclus dans le coût financier net)	(475)	(715)	—	—
Gains actuariels comptabilisés dans les autres éléments du résultat global	(769)	(765)	(14)	(11)

Hypothèses actuarielles

Le coût des régimes de prestations définies et des avantages complémentaires de retraite est établi par des calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées, qui tient compte des années de service des salariés et de leur salaire actuel, ainsi que d'une projection des salaires et des années de service jusqu'à la retraite.

Les principales hypothèses actuarielles moyennes pondérées sont les suivantes :

(en pourcentage)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	31 décembre	31 décembre	31 décembre	31 décembre
	2025	2024	2025	2024
Taux d'actualisation	4,90	4,60	4,90	4,60
Taux de croissance de la rémunération	3,00	3,00	3,00	3,00
Taux de croissance des coûts pour les soins de santé	—	—	5,00	5,00

Le taux d'actualisation est fondé sur le taux d'intérêt des obligations de qualité supérieure dont les échéances sont semblables à celles des obligations au titre des prestations.

L'obligation au titre des prestations définies correspond à la meilleure estimation de la mortalité des participants au régime durant et après leur emploi. L'hypothèse relative à la mortalité repose sur une table de mortalité standard ajustée en fonction des données réelles des cinq dernières années.

Les hypothèses portant sur les taux d'actualisation et les tendances des coûts des soins de santé peuvent avoir une incidence marquée sur les montants présentés à l'égard des obligations de la Société au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite au Canada. Une variation de ces hypothèses aurait les effets suivants :

(en millions de dollars)	Prestation de retraite	
	Hausse	Baisse
Variation de 1 % du taux d'actualisation		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	(11)	13
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(718)	897

(en millions de dollars)	Avantages complémentaires de retraite	
	Hausse	Baisse
Variation de 1 % du taux d'actualisation		
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(57)	68
Variation de 1 % des coûts des soins de santé		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	1	(1)
Incidence sur les obligations au titre des prestations	22	(20)

Actifs et objectifs de placement des régimes

L'objectif de placement à long terme de la Société est de garantir les prestations définies, tout en gérant la variabilité et le montant de ses cotisations. Le portefeuille est rééquilibré périodiquement, au besoin, en fonction de la répartition des actifs ciblée, comme le préconise l'énoncé des politiques et procédures de placement approuvé par le conseil d'administration. Les actifs des régimes se limitent à ceux qui sont permis par la loi, le cas échéant. Les placements sont effectués par l'intermédiaire de caisses en gestion commune, de fonds communs de placement, de caisses en gestion distincte ou de fonds négociés en bourse.

Aux 31 décembre, la répartition moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la Société, en fonction des cours du marché, s'établissait comme suit :

(en pourcentage)	2025	2024
Titres de capitaux propres	45	50
Titres à revenu fixe	25	28
Biens immobiliers	22	20
Titres de créance et titres de capitaux propres d'entités non cotées	8	2
Total	100	100

Les titres de capitaux propres ne comprennent aucun placement direct dans des actions de Suncor. La juste valeur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe est établie en fonction du cours du fonds sous-jacent. La juste valeur des placements immobiliers est fondée sur des évaluations faites par des tiers indépendants.

23. Provisions

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état	Redevances	Autres	Total
Au 31 décembre 2023	11 931	290	372	12 593
Passifs engagés	339	78	88	505
Modification du taux d'actualisation	871	—	—	871
Modification des estimations	(1 007)	1	32	(974)
Passifs réglés	(488)	(89)	(174)	(751)
Désactualisation	592	—	—	592
Incidence des taux de change	33	—	20	53
Au 31 décembre 2024	12 271	280	338	12 889
Moins la tranche courante	(436)	(280)	(242)	(958)
	11 835	—	96	11 931
Au 31 décembre 2024	12 271	280	338	12 889
Passifs engagés	443	155	10	608
Modification du taux d'actualisation	(401)	—	—	(401)
Modification des estimations	231	1	(36)	196
Passifs réglés	(505)	(57)	(147)	(709)
Désactualisation	576	—	—	576
Incidence des taux de change	5	—	—	5
Au 31 décembre 2025	12 620	379	165	13 164
Moins la tranche courante	(621)	(379)	(56)	(1 056)
	11 999	—	109	12 108

Les provisions pour démantèlement et remise en état sont associées à la mise hors service d'immobilisations corporelles et d'actifs de prospection et d'évaluation. Les flux de trésorerie futurs non actualisés (compte non tenu de l'inflation) estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2025 totalisaient environ 22,2 G\$ (21,5 G\$ au 31 décembre 2024). Un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 5,00 % a été utilisé pour actualiser la provision comptabilisée au 31 décembre 2025 (4,80 % au 31 décembre 2024). Le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé reflète la durée prévue des provisions. Les paiements en vue de régler les provisions pour démantèlement et remise en état sont effectués de façon continue et se poursuivront au-delà de la durée de vie des actifs d'exploitation; la plupart des dépenses devraient avoir lieu au cours des 40 prochaines années.

Analyse de sensibilité

L'incidence sur les passifs liés au démantèlement et à la remise en état d'éventuelles variations du taux d'actualisation se présente comme suit :

Aux 31 décembre	2025	2024
Augmentation de 1 %	(1 798)	(1 856)
Diminution de 1 %	2 335	2 437

24. Capital-actions

Autorisé

Actions ordinaires

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Actions privilégiées

La Société est autorisée à émettre, en séries, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et de second rang sans valeur nominale.

Programmes de rachat d'actions

Le tableau suivant présente les rachats d'actions au cours de l'exercice :

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2025	2024
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	55 322	55 564
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	945	943
Résultats non distribués	2 080	1 965
Coût des rachats d'actions avant l'impôt	3 025	2 908
Résultats non distribués – impôt sur le rachat d'actions	56	48
Coût des rachats d'actions	3 081	2 956
Prix de rachat moyen par action	54,68	52,33

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

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	90	104
Résultats non distribués	229	209
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	319	313

Dividendes déclarés

En 2025, la Société a déclaré des dividendes de 2,31 \$ par action ordinaire (2,22 \$ par action ordinaire en 2024). Le 4 novembre 2025, le conseil d'administration de la Société a approuvé et augmenté le dividende trimestriel de 0,60 \$ par action ordinaire.

25. Rémunération fondée sur des actions

Charge de rémunération fondée sur des actions

Le poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » des états consolidés du résultat global comprend les montants suivants au titre de la rémunération fondée sur des actions :

(en millions de dollars)	2025	2024
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	13	13
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	460	497
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	473	510

Passif comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions

Les postes « Dettes fournisseurs et charges à payer » et « Autres passifs à long terme » dans les états consolidés de la situation financière comprennent les justes valeurs suivantes des régimes de la Société dont les paiements sont réglés en trésorerie :

(en millions de dollars)	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Passif courant	495	487
Passif à long terme (note 21)	328	334
Total du passif	823	821

Au 31 décembre 2025, la valeur intrinsèque des attributions pour lesquelles les droits étaient acquis s'établissait à 494 M\$ (497 M\$ au 31 décembre 2024).

Régimes d'options sur actions

Suncor attribue des options sur actions en guise de rémunération incitative et pour la rétention du personnel.

Les options sur actions octroyées par la Société confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires à un prix correspondant au cours des actions à la date d'attribution, sous réserve de la satisfaction des conditions d'acquisition. Les options attribuées ont une durée de sept ans et sont comptabilisées comme des attributions dont le paiement est réglé en instruments de capitaux propres. Les droits qui se rattachent à ces options sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées au cours de la période et les hypothèses moyennes pondérées utilisées pour la calculer sont les suivantes :

	2025	2024
Dividende annuel par action (en dollars)	2,31	2,22
Taux d'intérêt sans risque	2,75 %	3,57 %
Durée prévue	4,4 ans	4,4 ans
Volatilité prévue	35 %	45 %
Juste valeur moyenne pondérée par option (en dollars)	12,52	13,09

La durée prévue est fondée sur les données historiques relatives à l'exercice des options et sur les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de la volatilité historique du prix des actions ordinaires de Suncor sur une période comparable à la durée de vie attendue des options.

L'activité liée aux régimes d'options sur actions se présente comme suit :

	2025		2024	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
Options en cours à l'ouverture de l'exercice	8 135	40,11	17 036	39,32
Options attribuées	1 231	56,58	1 195	45,91
Options exercées contre des actions ordinaires	(4 510)	40,08	(9 796)	39,33
Options frappées d'extinction/échues	(102)	48,22	(300)	43,78
Options en cours à la clôture de l'exercice	4 754	44,23	8 135	40,11
Options pouvant être exercées à la clôture de l'exercice	2 577	38,20	5 966	38,66

Les fourchettes de prix d'exercice et les durées contractuelles résiduelles moyennes pondérées des options en cours au 31 décembre 2025 sont présentées ci-après :

Prix d'exercice (\$)	Options en cours			Exercibles	
	Nombre (en milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
22,63 – 38,55	942	2	30,91	942	30,91
38,56 – 43,52	970	2	39,28	894	39,31
43,53 – 45,74	679	4	45,49	422	45,49
45,75 – 56,43	974	5	46,04	294	46,13
56,44 – 61,17	1 189	6	56,62	25	56,58
Total	4 754	4	44,23	2 577	38,20

Le tableau ci-dessous présente le nombre d'actions ordinaires dont l'émission a été autorisée par le conseil d'administration et à l'égard desquelles des options peuvent être attribuées à l'avenir.

(en milliers)	2025	2024
	25 302	26 430

Régimes d'unités d'actions

Suncor attribue des options sur actions en guise de rémunération incitative et pour le maintien en poste des membres du personnel. Les régimes d'unités d'actions de la Société sont comptabilisés comme des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

a) Unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR »)

Les UAFR, y compris le UAFR liées aux changements climatiques, reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement en trésorerie (de 0 % à 200 % du cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition des droits) en fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor (augmentation du cours de l'action et dividende) par rapport au rendement des actions d'un groupe de sociétés comparables. Les UAFR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

b) Unités d'actions restreintes (« UAR »)

Les unités d'actions restreintes (« UAR ») reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant calculé selon une moyenne du cours de l'action de la Société jusqu'à l'acquisition des droits. Les UAR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

c) Unités d'actions différées (« UAD »)

Les unités d'actions différées (« UAD ») peuvent être échangées contre un paiement en trésorerie ou des actions ordinaires au cours d'une période déterminée suivant la cessation de l'emploi ou le départ du conseil d'administration. Le régime d'UAD n'est offert qu'aux dirigeants et aux membres du conseil d'administration. Les membres du conseil d'administration reçoivent une attribution annuelle d'UAD à titre de rémunération et ils peuvent choisir de recevoir leurs jetons de présence sous forme d'un paiement en trésorerie ou d'en recevoir la moitié ou la totalité sous forme d'UAD. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir leur prime de rendement annuelle sous forme d'un paiement en trésorerie ou d'en recevoir une tranche de 25 %, de 50 %, de 75 % ou de 100 % sous forme d'UAD.

L'activité liée aux régimes d'unités d'actions de Suncor se présente comme suit :

(en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Unités en cours au 31 décembre 2023	2 314	26 530	1 169
Unités attribuées	616	6 379	138
Unités rachetées contre trésorerie	(824)	(12 570)	(418)
Unités frappées d'extinction/échues	(210)	(870)	—
Unités en cours au 31 décembre 2024	1 896	19 469	889
Unités attribuées	1 040	5 038	136
Unités rachetées contre trésorerie	(1 217)	(7 877)	(211)
Unités frappées d'extinction/échues	(48)	(84)	—
Unités en cours au 31 décembre 2025	1 671	16 546	814

26. Instruments financiers et gestion des risques

Les instruments financiers de la Société sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des créances, des contrats dérivés, de la quasi-totalité des dettes fournisseurs et charges à payer, de la dette et d'une partie des autres actifs et des autres passifs à long terme.

Instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la trésorerie et de ses équivalents, des créances et des dettes fournisseurs et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La dette à long terme et les passifs financiers à long terme de la Société sont comptabilisés au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2025, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 10,0 G\$ (10,3 G\$ au 31 décembre 2024) et la juste valeur, à 9,8 G\$ (10,1 G\$ au 31 décembre 2024). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché, qui sont considérés comme étant des données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 2.

Suncor a mis en place un partenariat avec la Première Nation de Fort McKay (« FMFN ») et la Première Nation crie Mikisew (« MCFN »), aux termes duquel FMFN et MCFN détiennent une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Le passif au titre du partenariat est comptabilisé au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2025, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 382 M\$ (398 M\$ au 31 décembre 2024).

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques et aux fins de négociation, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, pour gérer 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)	2025	2024
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	82	(20)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice (note 7)	161	114
Contrats réalisés au cours de l'exercice – (profit)	(50)	(12)
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	193	82

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. En plus des données du marché, la Société tient compte des caractéristiques propres à la transaction, que les intervenants du marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, notamment 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 sont négligeables et non observables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 décembre 2025, 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 actifs et les passifs liés aux instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur aux 31 décembre 2025 et 2024, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	70	83	—	153
Dettes fournisseurs	(43)	(28)	—	(71)
Solde au 31 décembre 2024	27	55	—	82
Créances	212	55	—	267
Dettes fournisseurs	(38)	(36)	—	(74)
Solde au 31 décembre 2025	174	19	—	193

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 des évaluations de la juste valeur.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

La Société a conclu des accords lui permettant d'effectuer des compensations des instruments financiers dérivés et des créances (dettes fournisseurs), lesquels sont présentés au montant net à l'état de la situation financière. Le tableau ci-dessous présente ces actifs et passifs aux 31 décembre 2025 et 2024.

Actifs financiers

(en millions de dollars)	Actifs bruts	Compensation des passifs bruts	Montants nets présentés
Juste valeur des actifs dérivés	5 222	(5 069)	153
Créances	7 621	(4 632)	2 989
Solde au 31 décembre 2024	12 843	(9 701)	3 142
Juste valeur des actifs dérivés	3 839	(3 572)	267
Créances	6 891	(4 090)	2 801
Solde au 31 décembre 2025	10 730	(7 662)	3 068

Passifs financiers

(en millions de dollars)	Passifs bruts	Compensation des actifs bruts	Montants nets présentés
Juste valeur des passifs dérivés	(5 140)	5 069	(71)
Dettes fournisseurs	(7 210)	4 632	(2 578)
Solde au 31 décembre 2024	(12 350)	9 701	(2 649)
Juste valeur des passifs dérivés	(3 646)	3 572	(74)
Dettes fournisseurs	(6 169)	4 090	(2 079)
Solde au 31 décembre 2025	(9 815)	7 662	(2 153)

Gestion des risques

La Société est exposée à un certain nombre de risques liés aux instruments financiers. Ces facteurs de risque comprennent les risques de marché, ainsi que le risque de liquidité et le risque de crédit.

Un processus de gouvernance officiel, supervisé par le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises sous l'égide du conseil d'administration, surveille les limites, assure la conformité aux politiques et passe en revue les méthodes de gestion des risques.

1) Risque de marché

Le risque de marché s'entend du risque ou de l'incertitude découlant des fluctuations des prix du marché qui pourraient affecter défavorablement la valeur des actifs et des passifs financiers de la Société, ainsi que ses flux de trésorerie futurs prévus.

a) Risque lié au prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée aux prix du pétrole brut et des produits raffinés (y compris les écarts de prix entre différents types de produits) et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et de l'électricité. La Société peut réduire son exposition au risque lié au prix des marchandises au moyen de diverses stratégies, notamment l'utilisation de contrats dérivés pour limiter l'exposition aux fluctuations du cours du pétrole brut et des produits raffinés pendant le transport ainsi que du prix du gaz naturel.

Au 31 décembre 2025, une augmentation ou diminution du prix du baril de pétrole brut de 10,00 \$ US le baril résulterait en une augmentation ou une diminution du résultat avant impôt au titre des instruments financiers dérivés en cours de la Société d'environ 328 M\$ (augmentation ou diminution de 316 M\$ en 2024).

b) Risque de change

La Société est exposée au risque de change en ce qui a trait aux produits des activités ordinaires, aux dépenses en immobilisations ou aux instruments financiers qui sont libellés dans une monnaie autre que le dollar canadien, monnaie fonctionnelle de la Société.

Afin de gérer l'exposition de la Société à la volatilité des taux de change, la Société peut conclure périodiquement des contrats dérivés sur taux de change pour fixer les taux de change. Au 31 décembre 2025, la Société n'avait aucun contrat dérivé sur taux de change en cours.

Comme le prix du pétrole brut est établi en dollars américains, les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien peuvent avoir un effet important sur les produits des activités ordinaires de la Société. L'exposition de la Société est contrebalancée en partie par l'émission de titres d'emprunt libellés en dollars américains. Au 31 décembre 2025, un raffermissement de 0,01 \$ du taux de change du dollar canadien en dollars américains se serait traduit par une augmentation d'environ 100 M\$ du résultat avant impôt lié à la dette à long terme libellés en dollars américains de la Société (augmentation de 105 M\$ en 2024).

c) Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt, puisque les fluctuations des taux d'intérêt peuvent influencer sur les flux de trésorerie futurs et les justes valeurs des instruments financiers. L'exposition de la Société à ce risque est principalement liée au crédit renouvelable de papier commercial et aux émissions futures de titres d'emprunt.

Le résultat net de la Société est sensible à la fluctuation des taux d'intérêt de la tranche à intérêt variable de la dette, fluctuation compensée par les soldes en trésorerie. Dans la mesure où la charge d'intérêts n'est pas capitalisée, si les taux d'intérêt applicables aux instruments à taux variable avaient augmenté de 1 %, le résultat avant impôt de la Société aurait augmenté d'environ 37 M\$ en raison principalement de la hausse des soldes de trésorerie et de la baisse de la dette à long terme (augmentation d'environ 35 M\$ en 2024), en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable demeurent inchangés au 31 décembre 2025.

2) Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend du risque que Suncor ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières à l'échéance. La Société réduit ce risque en prévoyant ses dépenses ainsi que ses flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et en maintenant des liquidités suffisantes, des facilités de crédit et des prospectus préalables de base visant l'émission de titres d'emprunt afin de couvrir ses dépenses. La Société est d'avis que le financement disponible grâce à ces facilités de même que son accès aux marchés financiers suffisent pour répondre à ses besoins en capitaux futurs.

La trésorerie excédentaire est investie dans une gamme de titres du marché monétaire à court terme. La Société ne peut investir que dans des titres d'État ou de sociétés de qualité supérieure. La diversification de ces placements est gérée par le maintien de limites de crédit attribuées aux contreparties.

Le tableau suivant présente le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux dettes fournisseurs et autres charges à payer et à la dette.

(en millions de dollars)	31 décembre 2024			
	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Passifs dérivés bruts ²⁾	Dettes ³⁾	Obligations locatives
Moins d'un an	8 090	4 084	1 587	852
De 2 à 3 ans	—	1 056	2 037	1 404
De 4 à 5 ans	—	—	1 330	943
Plus de 5 ans	—	—	12 425	3 674
	8 090	5 140	17 379	6 873

(en millions de dollars)	31 décembre 2025			
	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Passifs dérivés bruts ²⁾	Dettes ³⁾	Obligations locatives
Moins d'un an	7 449	3 077	1 500	888
De 2 à 3 ans	—	569	1 846	1 346
De 4 à 5 ans	—	—	1 591	938
Plus de 5 ans	—	—	11 355	3 871
	7 449	3 646	16 292	7 043

1) Les dettes fournisseurs et autres charges à payer excluent des passifs dérivés nets de 74 M\$ (71 M\$ en 2024).

2) Les passifs dérivés bruts de 3,646 G\$ (5,140 G\$ en 2024) sont compensés par des actifs dérivés bruts de 3,572 G\$ (5,069 G\$ en 2024), pour un montant net de 74 M\$ (71 M\$ en 2024).

3) La dette comprend la dette à long terme et les paiements d'intérêts sur la dette à terme fixe.

3) Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend de la possibilité qu'un client ou qu'une contrepartie ne soit pas en mesure de respecter ses obligations. La Société évalue la solvabilité de chaque nouvelle partie, fixe des limites et surveille en continu les expositions. Les limites de crédit sont réduites si le risque augmente, et des rapports réguliers ainsi que des examens trimestriels du comité de crédit assurent la conformité à la politique de crédit.

Les créances de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujetties au risque de crédit normal de l'industrie. Au 31 décembre 2025, la quasi-totalité des créances clients de la Société venait à échéance dans moins d'un an.

La Société peut subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés ne sont pas en mesure de respecter les conditions des contrats. Le risque auquel est exposée la Société se limite aux contreparties qui doivent des montants à la Société au titre de contrats d'instruments dérivés à la date de clôture. Au 31 décembre 2025, le risque net auquel était exposée la Société se chiffrait à 267 M\$ (153 M\$ au 31 décembre 2024).

27. Politiques financières sur la structure du capital

La principale stratégie de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir une situation financière prudente qui contribue à un profil de notation de qualité supérieure. La Société a ainsi une grande souplesse financière et elle a accès aux capitaux dont elle a besoin pour maximiser les redistributions aux actionnaires.

La Société surveille principalement le capital au moyen des ratios suivants : le ratio de la dette nette et des obligations locatives par rapport aux fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾ et le ratio de la dette totale et des obligations locatives par rapport à la dette totale et aux obligations locatives majorées des capitaux propres.

Le ratio de la dette nette et des obligations locatives par rapport aux fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾ est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale diminuée de la trésorerie et de ses équivalents, divisée par les fonds provenant de l'exploitation ajustés de l'exercice.

Le ratio de la dette totale et des obligations locatives par rapport à la dette totale et aux obligations locatives majorées des capitaux propres est égal à la somme du total de la dette à court terme et de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, du total de la dette à long terme et des capitaux propres. Ce ratio, qui constitue un engagement financier aux termes de diverses ententes bancaires et d'emprunt de la Société, ne peut excéder 65 %.

Les engagements financiers de la Société sont passés en revue régulièrement, et des contrôles sont en place pour en assurer la conformité. Pour les exercices clos les 31 décembre 2025 et 2024, la Société a respecté ses engagements financiers. Les mesures financières de la Société, présentées dans le tableau suivant, n'ont pas changé par rapport à celles de 2024. La Société estime que le fait de respecter les objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût raisonnable grâce à une notation de qualité supérieure. Au 31 décembre 2025, le ratio dette totale et obligations locatives / dette totale et obligations locatives majorées des capitaux propres était de 24,3 %, ce qui reflétait avant tout une légère diminution des niveaux d'endettement. La Société exerce ses activités dans un contexte commercial changeant, et les ratios peuvent périodiquement dépasser les cibles de la direction. Dans un tel contexte, la Société réduit ses dépenses en immobilisations et cède des actifs non essentiels pour s'assurer que la dette nette se situe dans la fourchette ciblée par la direction.

(en millions de dollars)	Mesures ciblées pour le capital	31 décembre 2025	31 décembre 2024
Composantes des ratios			
Dette à court terme		—	—
Tranche courante de la dette à long terme		973	997
Dette à long terme		9 014	9 348
Dette totale ¹⁾		9 987	10 345
Tranche courante des obligations locatives à long terme		638	599
Obligations locatives à long terme		3 879	3 745
Dette totale et obligations locatives ¹⁾		14 504	14 689
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		3 650	3 484
Dette nette et obligations locatives ¹⁾		10 854	11 205
Dette nette ¹⁾		6 337	6 861
Capitaux propres		45 124	44 514
Total des capitaux permanents (dette totale et obligations locatives majorées des capitaux propres)		59 628	59 203
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾		12 783	13 846
Dette nette et obligations locatives par rapport aux fonds provenant de l'exploitation ajustés		0,8	0,8
Dette totale et obligations locatives par rapport à la dette totale et aux obligations locatives majorées des capitaux propres	20 % – 35 %	24,3 %	24,8 %

1) La dette totale, la dette totale et les obligations locatives, la dette nette et les obligations locatives et la dette nette sont des mesures financières hors PCGR.

2) Les fonds provenant de l'exploitation ajustés correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie. Cette mesure est une mesure financière hors PCGR.

28. Partenariats

Entreprises communes

Les entreprises communes importantes de la Société aux 31 décembre sont les suivantes :

Entreprises communes importantes	Activité principale	Pays de constitution et établissement principal	Participation en pourcentage 2025	Participation en pourcentage 2024
<i>Sables pétrolifères</i>				
Exploitées par Suncor :				
Syncrude	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	58,74	58,74
<i>Exploration et production</i>				
Exploitées par Suncor :				
Terra Nova	Production de pétrole et de gaz	Canada	48,00	48,00
Non exploitées par Suncor :				
Hibernia et unité d'extension sud d'Hibernia	Production de pétrole et de gaz	Canada	19,48 – 20,00	19,48 – 20,00
Hebron	Production de pétrole et de gaz	Canada	21,03	21,03
White Rose et les projets d'extension de White Rose	Production de pétrole et de gaz	Canada	38,625 – 40,00	38,625 – 40,00

Coentreprises et entreprises associées

La Société ne détient pas de participations dans des coentreprises ou des entreprises associées qui, prises individuellement, sont considérées comme importantes. Le tableau ci-dessous présente un sommaire de l'information financière globale des coentreprises et des entreprises associées, qui font toutes partie du secteur Raffinage et commercialisation et du secteur Siège social de la Société :

(en millions de dollars)	Coentreprises		Entreprises associées	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net	68	55	4	6
Résultat global	68	55	4	6
Valeur comptable aux 31 décembre	200	138	34	65

29. Filiales

Les filiales entièrement détenues importantes, détenues directement ou indirectement par la Société au 31 décembre 2025, sont les suivantes :

Filiales importantes	Activité principale
Activités canadiennes	
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Société de personnes qui détient la plupart des actifs liés aux activités d'exploitation de sables pétrolifères de la Société.
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Société de personnes qui détient la quasi-totalité des actifs canadiens de raffinage et de commercialisation de la Société.
Suncor Énergie Marketing Inc	Cette filiale commercialise la production des activités canadiennes en amont de la Société, gère les activités de négociation de l'énergie et d'électricité et commercialise et fournit certains produits pour les activités en aval.
Canadian Oil Sands Partnership #1	Société de personnes qui détient une participation de 58,74 % dans l'entreprise commune Syncrude.
Fort Hills Energy Limited Partnership	Société de personnes qui détient les actifs de la Société liés aux activités d'exploitation de Fort Hills.
Activités américaines	
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	Filiale qui fournit, commercialise et négocie le pétrole brut de tiers en plus de fournir la charge d'alimentation en pétrole brut pour les activités de raffinage de la Société.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	Filiale qui détient des activités de raffinage et de commercialisation de la Société aux États-Unis.

Le tableau ne fait pas état des filiales entièrement détenues qui sont des sociétés de portefeuille immédiates des filiales en exploitation. Certains des établissements de la Société à l'étranger sont assujettis à des restrictions sur la vente ou la cession de permis de production, qui nécessitent l'approbation du gouvernement étranger concerné.

30. Information relative aux parties liées

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités, ce qui comprend les achats de charges d'approvisionnement, la distribution de produits raffinés et la vente de produits raffinés et de sous-produits. Il s'agit de transactions avec des coentreprises et des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société, notamment des sociétés de produits pétrochimiques, de produits raffinés et de pipelines. Un résumé des transactions importantes avec des parties liées aux 31 décembre 2025 et 2024 et pour les exercices clos à ces dates est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2025	2024
Ventes ¹⁾	1 468	1 504
Achats	109	130
Créances	40	41
Dettes fournisseurs et charges à payer	—	—

1) Comprend les ventes de 809 M\$ à Petroles Cadeco Inc. (823 M\$ en 2024).

Rémunération des principaux dirigeants

La rémunération du conseil d'administration et des membres de la haute direction pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2025	2024
Salaires et autres avantages à court terme	17	12
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	2	2
Rémunération fondée sur des actions	76	63
	95	77

31. Engagements, éventualités et garanties

a) Engagements

Les paiements futurs aux termes des engagements de la Société, notamment les contrats de service conclus dans le cadre d'ententes de transport par pipeline et pour d'autres immobilisations corporelles, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Montants à payer par période						Total
	2026	2027	2028	2029	2030	Par la suite	
Engagements							
Transport et stockage des produits	1 855	1 658	1 600	1 493	1 346	9 971	17 923
Services énergétiques et autres contrats à long terme	393	280	185	172	173	150	1 353
Engagements au titre de travaux de prospection	—	—	—	—	—	477	477
	2 248	1 938	1 785	1 665	1 519	10 598	19 753

En plus des engagements figurant dans le tableau ci-dessus, la Société a contracté, dans le cours normal de ses activités, des engagements à l'égard de biens, de services et de matières premières pouvant être résiliés moyennant un court préavis. Ces engagements comprennent des contrats d'achat de marchandises qui sont négociés aux prix du marché.

b) Événualités

Passifs et actifs éventuels au titre de poursuites et d'ordre environnemental

La Société est défenderesse ou demanderesse dans un certain nombre de poursuites dans le cours normal des activités. Elle estime que tout passif ou actif découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence significative sur sa situation financière consolidée.

La Société peut également faire face à des passifs environnementaux éventuels, au-delà des obligations liées au démantèlement et à la remise en état (abordées à la note 23). Ces passifs sont évalués individuellement et sont reflétés dans les états financiers consolidés de la Société s'ils sont significatifs et qu'il est plus probable qu'improbable qu'ils soient engagés. Ces passifs relèvent principalement de la réduction de la contamination des sites où la Société exerce ses activités. La Société estime que les passifs environnementaux éventuels non comptabilisés, le cas échéant, n'auraient pas d'incidence significative sur sa situation financière consolidée.

Les coûts attribuables à ces engagements et éventualités devraient être engagés sur une période prolongée et être financés par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société. Bien qu'il soit actuellement impossible d'en établir l'incidence finale sur le résultat net, elle ne devrait pas être significative.

c) Garanties

Au 31 décembre 2025, la Société fournissait des garanties de prêt à certains concessionnaires des ventes au détail et à des marchands de gros. Le montant maximal pouvant être exigible de la part de Suncor aux termes de ces garanties de prêt est de 125 M\$.

La Société a également accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et débetures, de même que les prêteurs de crédit de la Société (note 20) contre les coûts additionnels liés aux retenues d'impôt à la source. Des modalités d'indemnisation similaires s'appliquent aussi à certains baux visant des installations ou du matériel. Il n'y a aucune limite au montant maximal pouvant être exigé en vertu de ces conventions d'indemnisation. La Société n'est pas en mesure de déterminer le montant maximal pouvant être exigible, car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, la Société a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

La Société a également garanti sa participation directe dans une entreprise commune relativement à des accords de services de transport que celle-ci a conclus avec des tiers. Le montant garanti se limite à la participation de la société dans le partenariat. Au 31 décembre 2025, la probabilité que ces engagements de garantie aient une incidence sur la Société est faible.

Rapport annuel 2025 de Suncor Énergie Inc. concernant la *Loi sur la lutte contre le travail forcé et le travail des enfants dans les chaînes d'approvisionnement (Canada)*

Introduction

Le présent rapport, déposé par Suncor Énergie Inc. (« Suncor »), rend compte des mesures prises par la Suncor en 2025, son exercice complet le plus récent, pour prévenir et réduire le risque de recours au travail forcé et au travail des enfants dans la production de biens au Canada ou à l'étranger par Suncor, ainsi que dans l'importation de biens au Canada par Suncor.

Ce rapport est également déposé conjointement pour le compte des entités suivantes : Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership, Suncor Énergie Marketing Inc., Suncor Energy Logistics Corp., Suncor Energy Services Inc., Produits Suncor Énergie, S.E.N.C, Suncor Energy Oil Sands Inc., Suncor Energy (Syncrude) Operating Inc., Petro-Canada Terra Nova Partnership, Petro-Canada Hibernia Partnership, Petro-Canada Hebron Partnership, Fort Hills Energy Limited Partnership, Suncor Energy Operating Inc., Thebacha Limited Partnership, Canadian Oil Sands Partnership#1, et Northern Courier Pipelines Limited Partnership.

Structure, activités et chaînes d'approvisionnement de Suncor

Les activités de Suncor couvrent l'ensemble de la chaîne de valeur énergétique, y compris l'exploitation minière des sables pétrolifères et les activités *in situ*, la valorisation, la production extracôtière, le raffinage de pétrole au Canada et aux États-Unis, la commercialisation et les activités de négociation, ainsi que les réseaux nationaux de vente au détail et de vente en gros Petro-Canada™, fournissant une énergie fiable qui alimente la croissance économique et répond aux besoins des clients au Canada et à l'échelle mondiale. Fortement axée sur la sécurité, l'excellence opérationnelle et la rentabilité, Suncor s'engage à offrir une performance de premier plan dans le secteur et à créer de la valeur à long terme pour les actionnaires. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

Sables pétrolifères

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor consistent à produire du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ* dans le nord de l'Alberta. Le bitume est soit valorisé pour le transformer en pétrole brut synthétique, soit mélangé avec du diluant comme charges d'alimentation des raffineries ou en vue de sa vente directe sur le marché. Ce secteur comprend la commercialisation, l'approvisionnement, le transport et la gestion des risques du pétrole brut, de l'électricité et des sous-produits. Les activités de Suncor dans ce secteur incluent l'exploitation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, les activités *in situ*, ainsi que les activités de Fort Hills et de Syncrude.

Exploration et production

Le secteur E&P de Suncor comprend les activités extracôtières menées au large de la côte Est du Canada, ainsi que les actifs terrestres en Libye et en Syrie. Il englobe un actif exploité, Terra Nova, et plusieurs participations de non-exploitant dans des projets extracôtières au Canada, en plus d'inclure des participations directes dans des accords de partage de la production en Libye et en Syrie. Ce secteur englobe également les activités de commercialisation du pétrole brut et la gestion des risques qui y sont associés.

Raffinage et commercialisation

Le secteur R&C de Suncor comprend deux grandes catégories d'activités : les activités de raffinage, d'approvisionnement et de commercialisation, ainsi que l'infrastructure soutenant la commercialisation, la fourniture de produits raffinés, de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de sous-produits et la gestion des risques qui y est associée. Ce secteur comprend également la négociation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel et d'électricité.

Siège social et éliminations

Ce secteur englobe les activités non directement attribuables à un autre secteur d'exploitation, incluant les dettes et les coûts d'emprunt, les charges qui ne sont pas affectées à un autre secteur d'exploitation, les investissements dans certaines technologies propres, ainsi que les produits et les charges intersectoriels.

Chaînes d'approvisionnement

Les fournisseurs de Suncor sont répartis dans tout le Canada et dans 20 pays dans le monde. En 2025, la plupart des dépenses liées à la chaîne d'approvisionnement de Suncor se sont concentrées au Canada, et environ 99 %, en Amérique du Nord. Les biens et services achetés par Suncor incluent les services de construction, la gestion d'usine, les produits chimiques et l'équipement industriel, ainsi que les biens et services liés à l'exploitation minière.

La chaîne d'approvisionnement est un maillon essentiel pour soutenir l'engagement de Suncor à produire de l'énergie de façon sécuritaire, efficace, écoresponsable et éthique. Nous collaborons avec des fournisseurs qui partagent nos valeurs et cadrent avec nos objectifs stratégiques. Ainsi, nous cherchons à trouver des moyens de réduire les répercussions de nos activités sur l'environnement, de renforcer les partenariats avec les collectivités et de contribuer collectivement à la croissance économique.

Politiques, diligence raisonnable et évaluation de l'efficacité

La politique de Suncor en matière de droits de la personne est disponible sur le site Web de Suncor (www.suncor.com).

Les processus de diligence raisonnable de Suncor liés au travail forcé et au travail des enfants sont les suivants :

- **Sélection des fournisseurs** : Les fournisseurs potentiels sont évalués en tenant compte de leur emplacement géographique, de la législation sur les droits de la personne et des pratiques courantes dans ces régions, ainsi que de la nature du travail à effectuer.
- **Code de conduite à l'intention des fournisseurs** : Suncor a un code de conduite pour les fournisseurs qui énonce ses valeurs importantes et qui constitue un guide relativement à la norme de comportement à laquelle elle s'attend de tous les fournisseurs, entrepreneurs, consultants et autres tiers avec lesquels elle fait affaire. Le Code de conduite des fournisseurs de Suncor interdit explicitement le recours au travail forcé et au travail des enfants. Le respect de ce code est une condition standard de tous les contrats de la chaîne d'approvisionnement de Suncor.
- **Audits techniques auprès des fournisseurs** : Chaque année, Suncor réalise de nombreux audits techniques auprès de ses fournisseurs pour évaluer, en partie, la mise en place de mesures de protection et de processus visant à réduire les risques de travail forcé et de travail des enfants.
- **Évaluation des risques** : Suncor procède à une évaluation annuelle des risques liés aux droits de la personne, incluant l'efficacité des contrôles mis en place par Suncor pour atténuer les risques de travail forcé et de travail des enfants.
- **Surveillance** : Suncor passe en revue chaque trimestre ses activités commerciales mondiales afin de cibler et d'évaluer les activités réalisées dans des territoires à haut risque de travail forcé et de travail des enfants.
- **Système de gestion des politiques et de la réglementation** : Suncor dispose d'un processus de gestion des enjeux relatifs aux politiques et à la réglementation, couvrant notamment le travail forcé et le travail des enfants.
- **Canaux de signalement** : Suncor met à disposition une ligne d'assistance en matière de questions liées à l'intégrité pour permettre aux employés, aux fournisseurs et au public de soulever des préoccupations, notamment en lien avec le travail forcé et le travail des enfants.

Mesures correctives

Au cours de l'exercice précédent, Suncor n'a relevé aucun cas de travail forcé ou de travail des enfants dans ses chaînes d'approvisionnement. Par conséquent, aucune mesure corrective n'a été nécessaire.

Formation

Tout le personnel de Suncor est tenu de suivre une formation annuelle sur les normes de pratiques commerciales de Suncor, un guide pour la prise de décisions éthiques en soutien à la valeur de Suncor d'« agir avec intégrité ».

De plus, un groupe ciblé d'employés de Suncor a suivi un programme de formation sur les droits du travail dans le secteur pétrolier et gazier, offert par l'IPIECA et la Sustainability School. Ce groupe comprend des représentants du développement durable, de la chaîne d'approvisionnement et des affaires juridiques.

Attestation

En tant qu'administrateur de Suncor, conformément aux exigences de la Loi, notamment de l'article 11, j'atteste avoir examiné les renseignements contenus dans le rapport pour les entités susmentionnées. Sur la base de mes connaissances et après avoir exercé une diligence raisonnable, j'atteste que les renseignements fournis dans le rapport sont véridiques, exacts et complets à tous les égards importants aux fins de la Loi, pour l'année de déclaration indiquée ci-dessus.

Nom complet : Richard M. Kruger

Titre : Administrateur

Date : 25 février 2026



Signature :

(J'ai le pouvoir de lier Suncor Énergie Inc.)

Données financières et d'exploitation complémentaires

Sommaire trimestriel des résultats financiers

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2025	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2024
	31 mars 2025	30 juin 2025	30 sept. 2025	31 déc. 2025		31 mars 2024	30 juin 2024	30 sept. 2024	31 déc. 2024	
Produits bruts	13 330	12 749	13 565	12 733	52 377	13 305	14 014	13 905	13 657	54 881
Bénéfice (perte) avant impôt										
Sables pétrolières	1 675	844	1 638	1 120	5 277	1 371	1 792	1 819	1 625	6 607
Exploration et production	158	165	142	61	526	274	196	272	125	867
Raffinage et commercialisation	672	377	878	895	2 822	1 114	593	479	410	2 596
Siège social et éliminations	(215)	48	(441)	(69)	(677)	(539)	(398)	124	(1 070)	(1 883)
Charge d'impôt sur le résultat	(601)	(300)	(598)	(531)	(2 030)	(610)	(615)	(674)	(272)	(2 171)
Bénéfice net	1 689	1 134	1 619	1 476	5 918	1 610	1 568	2 020	818	6 016
Résultat d'exploitation ajusté^{A)}										
Sables pétrolières	1 620	926	1 627	1 129	5 302	1 365	1 745	1 786	1 609	6 505
Exploration et production	158	165	142	61	526	274	196	272	125	867
Raffinage et commercialisation	667	404	894	893	2 858	1 118	588	484	410	2 600
Siège social et éliminations	(229)	(318)	(255)	(249)	(1 051)	(319)	(295)	1	(200)	(813)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(587)	(304)	(614)	(509)	(2 014)	(621)	(608)	(668)	(378)	(2 275)
Total	1 629	873	1 794	1 325	5 621	1 817	1 626	1 875	1 566	6 884
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés^{A)}										
Sables pétrolières	2 810	2 399	2 900	2 406	10 515	2 443	3 108	3 165	3 126	11 842
Exploration et production	330	372	279	214	1 195	467	398	471	274	1 610
Raffinage et commercialisation	902	615	1 216	1 174	3 907	1 306	893	701	638	3 538
Siège social et éliminations	(349)	(285)	(152)	(108)	(894)	(398)	(221)	71	(131)	(679)
Charge d'impôt exigible	(648)	(412)	(412)	(468)	(1 940)	(649)	(781)	(621)	(414)	(2 465)
Total	3 045	2 689	3 831	3 218	12 783	3 169	3 397	3 787	3 493	13 846
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(889)	230	(46)	703	(2)	(382)	432	474	1 590	2 114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 156	2 919	3 785	3 921	12 781	2 787	3 829	4 261	5 083	15 960
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)^{A), C)}										
Sables pétrolières	2 061	1 290	1 902	1 393	6 646	1 448	1 671	2 198	2 185	7 502
Exploration et production	121	143	97	37	398	325	169	190	19	703
Raffinage et commercialisation	722	253	926	858	2 759	1 138	518	406	286	2 348
Siège social et éliminations	(356)	(293)	(166)	(121)	(936)	(404)	(227)	59	(153)	(725)
Charge d'impôt exigible	(648)	(412)	(412)	(468)	(1 940)	(649)	(781)	(621)	(414)	(2 465)
Total	1 900	981	2 347	1 699	6 927	1 858	1 350	2 232	1 923	7 363
Par action ordinaire										
Bénéfice net – de base	1,36	0,93	1,34	1,23	4,85	1,25	1,22	1,59	0,65	4,72
Bénéfice net – dilué	1,36	0,93	1,34	1,23	4,85	1,25	1,22	1,59	0,65	4,72
Résultat d'exploitation ajusté ^{A), B)}	1,31	0,71	1,48	1,10	4,61	1,41	1,27	1,48	1,25	5,40
Dividendes en trésorerie ^{B)}	0,57	0,57	0,57	0,60	2,31	0,55	0,55	0,55	0,57	2,22
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{A), B)}	2,46	2,20	3,16	2,68	10,49	2,46	2,65	2,98	2,78	10,87
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{B)}	1,74	2,38	3,13	3,27	10,48	2,16	2,98	3,36	4,05	12,53
Flux de trésorerie disponibles ^{A), B), C)}	1,53	0,80	1,94	1,42	5,68	1,44	1,05	1,76	1,53	5,78
Distributions aux actionnaires										
Dividendes versés sur les actions ordinaires	705	697	688	719	2 809	702	698	690	713	2 803
Rachats d'actions ordinaires ^{E)}	750	750	750	775	3 025	293	825	790	1 000	2 908
Total des distributions aux actionnaires	1 455	1 447	1 438	1 494	5 834	995	1 523	1 480	1 713	5 711
Dépenses en immobilisations (y compris les intérêts incorporés à l'actif)										
Sables pétrolières	749	1 109	998	1 013	3 869	995	1 437	967	941	4 340
Exploration et production	209	229	182	177	797	142	229	281	255	907
Raffinage et commercialisation	180	362	290	316	1 148	168	375	295	352	1 190
Siège social et éliminations	7	8	14	13	42	6	6	12	22	46
Total des dépenses en immobilisations	1 145	1 708	1 484	1 519	5 856	1 311	2 047	1 555	1 570	6 483

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)

	Pour les périodes de 12 mois closes les				Pour les périodes de 12 mois closes les			
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.
	2025	2025	2025	2025	2024	2024	2024	2024
Rendement du capital investi (RCI) ^{A),D),F)} (%)	12,8	11,1	11,0	11,3	15,7	15,6	15,6	13,0

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 annuel.

B) Comprend les montants de base par action.

C) À compter du deuxième trimestre de 2024, la Société a inclus la présentation des flux de trésorerie disponibles par secteur et de base par action.

D) À compter de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette, et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les données comparatives des périodes précédentes ont été retraitées de manière à refléter ce changement.

E) Exclut un impôt payé sur les rachats d'actions de 48 M\$ pour le premier trimestre de 2025, de 56 M\$ pour le quatrième trimestre de 2025 et de 104 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.

F) Le RCI a subi l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G \$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada pour les neuf premiers mois de 2024.

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				Total de l'exercice 2025	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2024
	31 mars 2025	30 juin 2025	30 sept. 2025	31 déc. 2025		31 mars 2024	30 juin 2024	30 sept. 2024	31 déc. 2024	
Sables pétroliers										
Volumes de production (kb/j)										
Total de la production de bitume du secteur Sables pétroliers	937,3	860,8	958,3	992,7	937,5	932,1	834,4	909,6	951,5	907
Volumes de production du secteur Sables pétroliers^{A)}										
Activités du secteur Sables pétroliers – pétrole brut synthétique, diesel et autres produits	361,3	280,6	370,6	361,9	343,7	374,6	321,6	329,5	357,6	345,8
Activités du secteur Sables pétroliers – bitume	165,3	162,8	150,4	165,2	160,9	120,3	136,9	128,5	180,9	141,8
Syncrude – pétrole brut synthétique, diesel et bitume	206,0	196,5	200,7	225,0	207,1	197,9	171,1	213,8	214,9	199,5
Fort Hills – bitume	176,4	162,9	184,1	178,2	175,4	177,6	166,9	166,0	161,7	168,0
Transferts entre actifs et consommation	(118,1)	(54,4)	(93,6)	(84,9)	(87,7)	(85,4)	(80,5)	(61,8)	(97,6)	(81,3)
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers	790,9	748,4	812,2	845,4	799,4	785,0	716,0	776,0	817,5	773,8
Sables pétroliers – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel										
Activités du secteur Sables pétroliers	361,3	280,6	370,6	361,9	343,7	374,6	321,6	329,5	357,6	345,8
Syncrude	206,0	187,4	200,6	224,9	204,8	197,9	166,7	213,7	214,9	198,4
Transferts entre actifs et consommation	(30,7)	(29,8)	(27,1)	(29,8)	(29,4)	(27,5)	(26,6)	(29,4)	(28,9)	(28,1)
Total du secteur Sables pétroliers – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	536,6	438,2	544,1	557,0	519,1	545,0	461,7	513,8	543,6	516,1
Sables pétroliers – bitume non valorisé										
Activités du secteur Sables pétroliers	165,3	162,8	150,4	165,2	160,9	120,3	136,9	128,5	180,9	141,8
Fort Hills	176,4	162,9	184,1	178,2	175,4	177,6	166,9	166,0	161,7	168,0
Syncrude	—	9,1	0,1	0,1	2,3	—	4,4	0,1	—	1,1
Transferts entre actifs	(87,4)	(24,6)	(66,5)	(55,1)	(58,3)	(57,9)	(53,9)	(32,4)	(68,7)	(53,2)
Total du secteur Sables pétroliers – production de bitume non valorisé	254,3	310,2	268,1	288,4	280,3	240	254,3	262,2	273,9	257,7
Volumes de production du secteur Sables pétroliers mis en marché										
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	536,6	438,2	544,1	557,0	519,1	545,0	461,7	513,8	543,6	516,1
Bitume non valorisé	254,3	310,2	268,1	288,4	280,3	240,0	254,3	262,2	273,9	257,7
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers	790,9	748,4	812,2	845,4	799,4	785,0	716,0	776,0	817,5	773,8
Volume de ventes du secteur Sables pétroliers (kb/j)										
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	528,5	440,2	541,9	570,3	520,4	550,3	453,8	510,3	538,3	513,2
Bitume non valorisé	244,9	307,6	277,9	283,7	278,6	233,8	272,6	254,2	282,3	260,8
Total du volume de ventes du secteur Sables pétroliers	773,4	747,8	819,8	854,0	799,0	784,1	726,4	764,5	820,6	774,0
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1)(B)} (en millions de dollars)										
Charges décaissées	1 194	1 024	1 142	1 119	4 479	1 107	1 123	1 045	1 235	4 510
Gaz naturel	123	102	51	137	413	103	65	40	80	288
	1 317	1 126	1 193	1 256	4 892	1 210	1 188	1 085	1 315	4 798
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1)(B)} (\$/b)[*]										
Charges décaissées	25,20	25,45	23,80	23,05	24,30	24,55	26,90	24,80	24,95	25,30
Gaz naturel	2,60	2,50	1,05	2,85	2,25	2,30	1,55	0,95	1,60	1,60
	27,80	27,95	24,85	25,90	26,55	26,85	28,45	25,75	26,55	26,90
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)(B)} (en millions de dollars)										
Charges décaissées	514	528	511	494	2 047	505	453	501	493	1 952
Gaz naturel	24	16	9	24	73	26	12	9	17	64
	538	544	520	518	2 120	531	465	510	510	2 016
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)(B)} (\$/b)[*]										
Charges décaissées	32,35	35,65	30,10	30,10	31,95	31,20	29,80	32,80	33,15	31,75
Gaz naturel	1,50	1,10	0,55	1,50	1,15	1,65	0,80	0,60	1,10	1,05
	33,85	36,75	30,65	31,60	33,10	32,85	30,60	33,40	34,25	32,80
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)(B)} (en millions de dollars)										
Charges décaissées	654	636	576	624	2 490	620	615	643	637	2 515
Gaz naturel	16	16	5	19	56	22	10	6	12	50
	670	652	581	643	2 546	642	625	649	649	2 565
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)(B)} (\$/b)[*]										
Charges décaissées	35,25	35,60	31,15	30,15	32,95	34,45	39,50	32,70	32,20	34,45
Gaz naturel	0,85	0,90	0,30	0,90	0,75	1,25	0,65	0,30	0,60	0,70
	36,10	36,50	31,45	31,05	33,70	35,70	40,15	33,00	32,80	35,15

- 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 sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport annuel.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires 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	Trimestres clos les			Total de	31 mars	Trimestres clos les			Total de
	2025	30 juin	30 sept.	31 déc.	l'exercice	2024	30 juin	30 sept.	31 déc.	l'exercice
	2025	2025	2025	2025	2025	2024	2024	2024	2024	2024
Bitume non valorisé (\$/b)										
Prix moyen obtenu	78,00	67,95	71,93	58,13	68,61	72,52	88,08	79,37	76,43	79,31
Redevances	(10,20)	(8,79)	(9,09)	(7,13)	(8,75)	(10,41)	(13,29)	(10,77)	(12,13)	(11,71)
Frais de transport et de distribution	(6,87)	(6,71)	(6,65)	(6,17)	(6,59)	(7,41)	(5,62)	(6,49)	(7,19)	(6,66)
Charges d'exploitation nettes	(19,05)	(20,69)	(19,48)	(19,65)	(19,76)	(22,74)	(19,94)	(22,93)	(19,65)	(21,22)
Revenus d'exploitation nets	41,88	31,76	36,71	25,18	33,51	31,96	49,23	39,18	37,46	39,72
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)										
Prix moyen obtenu	99,27	90,10	92,43	83,40	91,16	93,64	110,20	103,52	98,58	101,05
Redevances	(12,41)	(8,75)	(12,98)	(8,28)	(10,64)	(11,19)	(16,25)	(14,32)	(12,58)	(13,45)
Frais de transport et de distribution	(3,03)	(3,67)	(3,67)	(3,13)	(3,37)	(2,67)	(3,71)	(2,95)	(3,30)	(3,14)
Charges d'exploitation nettes	(36,83)	(39,90)	(31,89)	(33,51)	(35,26)	(34,49)	(39,28)	(33,39)	(35,31)	(35,48)
Revenus d'exploitation nets	47,00	37,78	43,89	38,48	41,89	45,29	50,96	52,86	47,39	48,98
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)										
Prix moyen obtenu	92,54	80,98	85,48	75,00	83,29	87,34	101,90	95,49	90,96	93,73
Redevances	(11,71)	(8,76)	(11,66)	(7,90)	(9,98)	(10,96)	(15,14)	(13,14)	(12,43)	(12,87)
Frais de transport et de distribution	(4,26)	(4,92)	(4,68)	(4,14)	(4,49)	(4,10)	(4,42)	(4,13)	(4,64)	(4,32)
Charges d'exploitation nettes	(31,20)	(32,00)	(27,68)	(28,90)	(29,86)	(30,98)	(32,02)	(29,91)	(29,92)	(30,68)
Revenus d'exploitation nets	45,37	35,30	41,46	34,06	38,96	41,30	50,32	48,31	43,97	45,86

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

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les				Total de l'exercice	Trimestres clos les				Total de l'exercice
	31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.		31 mars	30 juin	30 sept.	31 déc.	
	2025	2025	2025	2025	2025	2024	2024	2024	2024	2024
Volumes de production										
E&P Canada (kb/j)	55,6	56,4	55,6	62,5	57,5	46,7	49,0	52,6	50,3	49,7
E&P International (kb/j)	6,7	3,3	2,2	1,1	3,3	3,6	5,6	—	7,2	4,1
Total des volumes de production (kb/j)	62,3	59,7	57,8	63,6	60,8	50,3	54,6	52,6	57,5	53,8
Total des volumes de ventes (kb/j)	55,0	65,0	67,4	51,5	59,8	63,3	46,8	70,1	44,8	56,2

Revenus d'exploitation nets^{A),B)}

E&P Canada (\$/b)										
Prix moyen obtenu	108,18	97,05	98,04	89,18	97,93	111,73	117,08	111,40	104,85	111,61
Redevances	(19,85)	(17,50)	(16,90)	(11,45)	(16,46)	(14,68)	(9,43)	(14,63)	(19,45)	(14,50)
Frais de transport et de distribution	(4,36)	(5,45)	(5,15)	(5,86)	(5,23)	(4,21)	(5,69)	(2,16)	(6,59)	(4,23)
Charges d'exploitation	(20,24)	(17,90)	(18,64)	(16,74)	(18,35)	(21,46)	(27,23)	(17,90)	(25,29)	(22,06)
Revenus d'exploitation nets	63,73	56,20	57,35	55,13	57,89	71,38	74,73	76,71	53,52	70,82

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

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

	31 mars 2025	Trimestres clos les		31 déc.2025	Total de l'exercice 2025	31 mars 2024	Trimestres clos les		31 déc. 2024	Total de l'exercice 2024
		30 juin 2025	30 sept. 2025			30 juin 2024	30 sept. 2024			
Raffinage et commercialisation										
Ventes de produits raffinés (kb/j)	604,9	600,5	646,8	640,4	623,3	581,0	594,7	612,3	613,3	600,4
Pétrole brut traité (kb/j)	482,7	442,3	491,7	504,2	480,3	455,3	430,5	487,6	486,2	465,0
Volumes de ventes liées aux activités de vente (ML)	5 419	5 724	6 040	5 883	23 066	5 108	5 592	5 955	5 609	22 264
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	104	95	106	108	103	98	92	105	104	100
Marges de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») ^{A)} (\$/b)	36,70	32,45	39,65	40,75	37,60	46,65	37,65	32,25	30,00	36,40
Marges de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ^{A)} (\$/b)	38,00	34,40	39,55	45,15	39,50	45,75	36,35	35,85	30,60	37,00
Marge brute liée aux activités de vente ^{A)} (c/l)	6,45	6,15	4,35	6,85	5,95	5,00	6,25	7,30	7,35	6,50
Charges d'exploitation de raffinage ^{A)} (\$/b)	6,75	6,85	6,00	6,55	6,50	7,15	6,95	5,80	6,55	6,60
Charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A)} (c/l)	3,15	2,80	2,65	3,10	2,95	3,20	3,10	3,10	3,45	3,25
Marge réalisée de raffinage et de commercialisation (%) ^{A),B)}	99	89	92	101	96	94	99	101	90	96
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	130,4	121,3	131,3	135,0	129,5	112,6	112,9	121,6	127,2	118,6
Distillat	121,4	132,2	136,2	132,8	130,7	118,4	105,0	120,4	121,3	116,3
Total des ventes de carburants de transport	251,8	253,5	267,5	267,8	260,2	231,0	217,9	242,0	248,5	234,9
Produits pétrochimiques	7,3	4,4	3,2	4,4	4,8	13,7	10,3	6,3	9,5	10,0
Asphalte	18,7	18,5	29,7	19,5	21,6	15,8	15,3	24,2	20,8	19,1
Autres	18,9	13,9	15,8	29,2	19,5	24,6	23,4	19,6	27,0	23,6
Total des ventes de produits raffinés	296,7	290,3	316,2	320,9	306,1	285,1	266,9	292,1	305,8	287,6
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	236,9	231,1	243,5	242,6	238,5	216,5	169,8	235,4	232,4	213,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	107	104	110	109	107	98	76	106	105	96
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	132,4	129,8	130,8	139,0	133,0	130,9	140,0	135,0	133,1	134,7
Distillat	141,2	137,9	153,4	139,9	143,1	141,7	152,0	146,3	142,2	145,6
Total des ventes de carburants de transport	273,6	267,7	284,2	278,9	276,1	272,6	292,0	281,3	275,3	280,3
Asphalte	6,6	12,7	15,3	9,7	11,1	5,4	13,4	16,6	11,7	11,8
Autres	28,0	29,8	31,1	30,9	30,0	17,9	22,4	22,3	20,5	20,7
Total des ventes de produits raffinés	308,2	310,2	330,6	319,5	317,2	295,9	327,8	320,2	307,5	312,8
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	245,8	211,2	248,2	261,6	241,8	238,8	260,7	252,2	253,8	251,4
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	101	87	102	107	99	98	107	103	104	103

- A) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport annuel.
- B) La marge réalisée de raffinage et de commercialisation pour le deuxième trimestre de 2025 et l'exercice clos le 31 décembre 2025 se serait établie à 96 % et à 97 %, respectivement, après ajustement pour le règlement ponctuel de frais liés à la conformité aux émissions.

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

Sommaire financier des cinq derniers exercices

(non audité)

(en millions de dollars)	2025	2024	2023	2022	2021
Produits bruts	52 377	54 881	52 206	62 907	41 133
Bénéfice (perte) avant impôt^{A)}					
Sables pétroliers	5 277	6 607	6 811	5 633	2 825
Exploration et production	526	867	1 691	3 221	1 791
Raffinage et commercialisation	2 822	2 596	3 383	5 694	2 867
Siège social et éliminations	(677)	(1 883)	(1 296)	(2 232)	(1 913)
Charge d'impôt sur le résultat	(2 030)	(2 171)	(2 294)	(3 239)	(1 451)
Bénéfice net	5 918	6 016	8 295	9 077	4 119
Résultat d'exploitation ajusté^{A),B)}					
Sables pétroliers	5 302	6 505	5 967	9 042	2 829
Exploration et production	526	867	1 084	2 494	1 343
Raffinage et commercialisation	2 858	2 600	3 367	5 687	2 857
Siège social et éliminations	(1 051)	(813)	(1 349)	(1 503)	(1 778)
Charge d'impôt sur le résultat inclus dans le résultat d'exploitation ajustée	(2 014)	(2 275)	(2 392)	(4 154)	(1 446)
Total	5 621	6 884	6 677	11 566	3 805
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés^{A),B)}					
Sables pétroliers	10 515	11 842	10 725	13 831	7 575
Exploration et production	1 195	1 610	1 612	3 178	1 951
Raffinage et commercialisation	3 907	3 538	4 268	6 561	3 831
Siège social et éliminations	(894)	(679)	(1 546)	(1 240)	(1 705)
Charge d'impôt exigible	(1 940)	(2 465)	(1 734)	(4 229)	(1 395)
Total	12 783	13 846	13 325	18 101	10 257
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(2)	2 114	(981)	(2 421)	1 507
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	12 781	15 960	12 344	15 680	11 764
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)^{B),C)}					
Sables pétroliers	6 646	7 502	6 629	10 291	4 407
Exploration et production	398	703	944	2 735	1 681
Raffinage et commercialisation	2 759	2 348	3 266	5 745	3 006
Siège social et éliminations	(936)	(725)	(1 608)	(1 428)	(1 997)
Charge d'impôt exigible	(1 940)	(2 465)	(1 734)	(4 229)	(1 395)
Total	6 927	7 363	7 497	13 114	5 702
Distributions aux actionnaires					
Dividendes versés sur les actions ordinaires	2 809	2 803	2 749	2 596	1 550
Rachats d'actions ordinaires ^{D)}	3 025	2 908	2 233	5 135	2 304
Total des distributions aux actionnaires	5 834	5 711	4 982	7 731	3 854
Dépenses en immobilisations (y compris les intérêts incorporés à l'actif)					
Sables pétroliers	3 869	4 340	4 096	3 540	3 168
Exploration et production ^{E)}	797	907	668	443	270
Raffinage et commercialisation	1 148	1 190	1 002	816	825
Siège social et éliminations ^{F)}	42	46	62	188	292
Total des dépenses en immobilisations	5 856	6 483	5 828	4 987	4 555
Total de l'actif	89 913	89 784	88 539	84 618	83 739

- A) À partir de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement à la présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Consultez la section « Impôt sur le résultat » du présent rapport annuel pour une analyse de l'impôt sur le résultat.
- B) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport annuel.
- C) À compter du deuxième trimestre de 2024, la Société a inclus la présentation des flux de trésorerie disponibles par secteur et de base par action.
- D) Exclut un impôt payé sur les rachats d'actions de 104 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025.
- E) Exclut les dépenses en immobilisations liées aux actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et de 57 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- F) Exclut les dépenses en immobilisations liées aux actifs auparavant détenus en vue de la vente de 76 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

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

Sommaire financier des cinq derniers exercices (suite)

(non audité)

	2025	2024	2023	2022	2021
Total des effectifs de Suncor (à la clôture de l'exercice)^{A)}	15 424	15 010	14 906	16 558	16 922
Par action ordinaire					
Bénéfice net – de base	4,85	4,72	6,34	6,54	2,77
Bénéfice net – dilué(e)	4,85	4,72	6,33	6,53	2,77
Résultat d'exploitation ajusté ^{B),C),D),E)}	4,61	5,40	5,10	8,34	2,56
Dividendes en trésorerie ^{B)}	2,31	2,22	2,11	1,88	1,05
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{B),C),D)}	10,49	10,87	10,19	13,05	6,89
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ^{B)}	10,48	12,53	9,44	11,30	7,91
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires) ^{B),C)}	5,68	5,78	5,73	9,45	3,83
Ratios					
RCI ^{C),F),G)} (%)	11,3	13,0	16,3	20,2	8,9
RCI – compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ^{C),F),G)} (%)	11,3	13,0	16,3	23,7	8,5
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ^{C),H)} (%)	18,1	18,9	21,1	24,3	29,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ^{C),H)} (%)	12,3	13,4	18,5	21,3	26,6
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (nombre de fois) ^{C),D),H)}	0,5	0,5	0,7	0,6	1,3

- A) En 2021, Suncor est devenu l'opérateur de l'actif de Syncrude et l'effectif supplémentaire de Syncrude est pris en compte dans le total des effectifs de la Société.
- B) Comprend les montants de base par action.
- C) 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 annuel.
- D) À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par les postes « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été révisée.
- E) À partir de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement.
- F) À compter de 2024, la Société a modifié la définition du RCI afin d'exclure les obligations locatives du calcul du capital moyen investi et les intérêts sur les obligations locatives de la charge d'intérêts nette, et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.
- G) Le RCI a subi l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G \$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 et pour les neuf premiers mois de 2024.
- H) À compter de 2024, la Société a modifié la définition de la dette totale et de la dette nette afin d'exclure les obligations locatives et d'ainsi mieux s'aligner sur la manière dont la direction et le secteur analysent la structure du capital. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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

Sommaire sur cinq ans des résultats d'exploitation

(non audité)

Sables pétroliers	2025	2024	2023	2022	2021
Volumes de production (kb/j)					
Total de la production de bitume du secteur Sables pétroliers	937,5	907,0	819,8	790,5	770,3
Volumes de production du secteur Sables pétroliers^{A)}					
Activités du secteur Sables pétroliers – pétrole brut synthétique, diesel et autres produits	343,7	345,8	314,9	314,6	313,7
Activités du secteur Sables pétroliers – bitume	160,9	141,8	123,4	101,1	125,5
Syncrude – pétrole brut synthétique, diesel et bitume	207,1	199,5	192,6	184,8	172,4
Fort Hills – bitume	175,4	168,0	106,4	85,1	50,7
Transferts entre actifs et consommation	(87,7)	(81,3)	(47,7)	(20,4)	(18,1)
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers	799,4	773,8	689,6	665,2	644,2
Sables pétroliers – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel					
Activités du secteur Sables pétroliers	343,7	345,8	314,9	314,6	313,7
Syncrude	204,8	198,4	190,9	179,1	169,8
Transferts entre actifs et consommation	(29,4)	(28,1)	(18,8)	(13,7)	(14,9)
Total du secteur Sables pétroliers – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	519,1	516,1	487,0	480,0	468,6
Secteur Sables pétroliers – production de bitume non valorisé					
Activités du secteur Sables pétroliers	160,9	141,8	123,4	101,1	125,5
Fort Hills	175,4	168,0	106,4	85,1	50,7
Syncrude	2,3	1,1	1,7	5,7	2,6
Transferts entre actifs et consommation	(58,3)	(53,2)	(28,9)	(6,7)	(3,2)
Total du secteur Sables pétroliers – production de bitume non valorisé	280,3	257,7	202,6	185,2	175,6
Volumes de production du secteur Sables pétroliers mis en marché					
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	519,1	516,1	487,0	480,0	468,6
Bitume non valorisé	280,3	257,7	202,6	185,2	175,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétroliers	799,4	773,8	689,6	665,2	644,2
Volume de ventes du secteur Sables pétroliers (kb/j)					
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	520,4	513,2	486,6	482,6	465,7
Bitume non valorisé	278,6	260,8	199,4	180,7	183,8
Total du volume de ventes du secteur Sables pétroliers	799,0	774,0	686,0	663,3	649,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1),B)} (en millions de dollars)					
Charges décaissées	4 479	4 510	4 325	3 803	3 603
Gaz naturel	413	288	426	738	554
	4 892	4 798	4 751	4 541	4 157
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers^{1),B)} (\$/b)*					
Charges décaissées	24,30	25,30	27,05	25,10	22,45
Gaz naturel	2,25	1,60	2,65	4,85	3,45
	26,55	26,90	29,70	29,95	25,90
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),B),C)} (en millions de dollars)					
Charges décaissées	2 047	1 952	1 274	835	706
Gaz naturel	73	64	61	97	58
	2 120	2 016	1 335	932	764
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),B),C)} (\$/b)*					
Charges décaissées	31,95	31,75	32,85	26,90	38,20
Gaz naturel	1,15	1,05	1,55	3,10	3,15
	33,10	32,80	34,40	30,00	41,35
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),B)} (en millions de dollars)					
Charges décaissées	2 490	2 515	2 523	2 325	2 111
Gaz naturel	56	50	88	147	104
	2 546	2 565	2 611	2 472	2 215
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),B)} (\$/b)*					
Charges décaissées	32,95	34,45	35,90	34,45	33,55
Gaz naturel	0,75	0,70	1,25	2,20	1,65
	33,70	35,15	37,15	36,65	35,20

- A) À compter 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 chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement.
- B) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport annuel.
- C) Au cours du premier trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. Au cours du quatrième trimestre de 2023, Suncor a 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 des résultats d'exploitation.

Sommaire sur cinq ans des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}	2025	2024	2023	2022	2021
Bitume non valorisé (\$/b)					
Prix moyen obtenu	68,61	79,31	75,78	91,27	59,16
Redevances	(8,75)	(11,71)	(10,16)	(13,81)	(5,53)
Frais de transport et de distribution	(6,59)	(6,66)	(7,81)	(6,64)	(5,36)
Charges d'exploitation nettes	(19,76)	(21,22)	(20,56)	(20,27)	(18,52)
Revenus d'exploitation nets	33,51	39,72	37,25	50,55	29,75
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)					
Prix moyen obtenu	91,16	101,05	103,02	123,25	82,24
Redevances	(10,64)	(13,45)	(10,60)	(17,27)	(6,75)
Frais de transport et de distribution	(3,37)	(3,14)	(3,62)	(4,37)	(4,51)
Charges d'exploitation nettes	(35,26)	(35,48)	(38,92)	(37,56)	(34,06)
Revenus d'exploitation nets	41,89	48,98	49,88	64,05	36,92
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)					
Prix moyen obtenu	83,29	93,73	95,10	114,56	75,71
Redevances	(9,98)	(12,87)	(10,48)	(16,33)	(6,41)
Frais de transport et de distribution	(4,49)	(4,32)	(4,83)	(4,99)	(4,75)
Charges d'exploitation nettes	(29,86)	(30,68)	(33,58)	(32,85)	(29,65)
Revenus d'exploitation nets	38,96	45,86	46,21	60,39	34,90

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

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

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

Sommaire sur cinq ans des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Exploration et production	2025	2024	2023	2022	2021
Volumes de production					
E&P Canada (kb/j)	57,5	49,7	44,4	50,2	54,4
E&P International (kbep/j)	3,3	4,1	11,7	27,8	33,1
Total des volumes de production (kbep/j)	60,8	53,8	56,1	78,0	87,5
Total des volumes de ventes (kbep/j)	59,8	56,2	52,9	80,6	82,8
Revenus d'exploitation nets^{A),B)}					
E&P Canada (\$/b)					
Prix moyen obtenu	97,93	111,61	111,49	131,35	87,04
Redevances	(16,46)	(14,50)	(13,82)	(18,25)	(12,20)
Frais de transport et de distribution	(5,23)	(4,23)	(3,87)	(3,28)	(2,34)
Charges d'exploitation	(18,35)	(22,06)	(20,17)	(14,69)	(11,74)
Revenus d'exploitation nets	57,89	70,82	73,63	95,13	60,76
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/bep) ^{C)}					
Prix moyen obtenu	—	—	112,16	129,18	84,76
Frais de transport et de distribution	—	—	(3,16)	(2,57)	(2,60)
Charges d'exploitation	—	—	(15,03)	(9,66)	(10,40)
Revenus d'exploitation nets	—	—	93,97	116,95	71,76

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

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

C) Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien la cession de son portefeuille au Royaume-Uni.

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

Sommaire sur cinq ans des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	2025	2024	2023	2022	2021
Ventes de produits raffinés (kb/j)	623,3	600,4	553,1	553,6	528,4
Pétrole brut traité (kb/j)	480,3	465,0	420,7	433,2	415,5
Volumes de ventes liées aux activités de vente (ML)	23 066	22 264	20 458	21 448	20 430
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)	103	100	90	93	89
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)^{A)}	37,60	36,40	45,00	55,85	36,85
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)^{A)}	39,50	37,00	47,00	54,45	30,90
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{A),B)}	5,95	6,50	6,55	6,30	7,10
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A),C)}	6,50	6,60	7,45	7,00	5,95
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{A),B)}	2,95	3,25	3,45	3,00	2,90
Marge réalisée de raffinage et de commercialisation (%)^{A),D)}	96	96	95	92	93
Est de l'Amérique du Nord.					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	129,5	118,6	112,2	107,0	110,2
Distillats	130,7	116,3	104,3	96,9	94,7
Total des ventes de carburants de transport	260,2	234,9	216,5	203,9	204,9
Produits pétrochimiques	4,8	10,0	10,6	10,2	12,4
Asphalte	21,6	19,1	18,4	18,7	17,9
Autres	19,5	23,6	22,9	26,5	21,0
Total des ventes de produits raffinés	306,1	287,6	268,4	259,3	256,2
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	238,5	213,6	212,4	206,2	202,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	107	96	96	93	91
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	133,0	134,7	115,8	120,6	115,6
Distillats	143,1	145,6	139,6	147,7	133,8
Total des ventes de carburants de transport	276,1	280,3	255,4	268,3	249,4
Asphalte	11,1	11,8	10,8	11,9	9,7
Autres	30,0	20,7	18,5	14,1	13,1
Total des ventes de produits raffinés	317,2	312,8	284,7	294,3	272,2
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	241,8	251,4	208,3	227,0	212,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	99	103	85	93	87
Établissements de vente au détail	1 925	1 854	1 798	1 810	1 804

- A) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport annuel.
- B) Au deuxième trimestre de 2021, la Société a présenté pour la première fois la marge et les charges d'exploitation de raffinage liée aux activités de ventes dans un souci de transparence plus élevée à l'égard du modèle intégré de Suncor et afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue le rendement des activités. Les activités de vente englobent les activités de vente au détail et en gros. À titre de société de pétrole et de gaz naturel intégrée, les prix de transfert sont utilisés pour l'attribution de marges à la chaîne de valeur. Les prix de transfert de la Société qui ont une incidence sur les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente reposent sur la méthodologie du coût de remplacement, laquelle pourrait différer des prix de transfert assujettis aux accords d'approvisionnement négociés par des participants au marché indépendants. Les marges liées aux activités de vente peuvent tenir compte des écarts liés à l'emplacement supplémentaires en plus des coûts d'approvisionnement de remplacement, ainsi que des marges liées aux réseaux de ventes au détail et de ventes en gros applicables générées dans ces marchés.
- C) 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.
- D) La marge réalisée de raffinage et commercialisation pour l'exercice clos le 31 décembre 2025 se serait établie à 97 %, après ajustement pour le règlement ponctuel de frais liés à la conformité aux émissions.

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

Rapprochement des données sur l'exploitation

(non audité)

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

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

Trimestres clos les	31 décembre 2025			30 septembre 2025		
	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	2 172	4 521	6 693	2 346	4 704	7 050
Autres produits	25	52	77	70	36	106
Achats de pétrole brut et de produits	(582)	(48)	(630)	(495)	(23)	(518)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(98)	(151)		(81)	(108)	
Montant brut réalisé	1 517	4 374		1 840	4 609	
Redevances	(186)	(434)	(620)	(232)	(648)	(880)
Frais de transport et de distribution	(161)	(165)	(326)	(170)	(183)	(353)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(565)	(1 983)	(2 548)	(538)	(1 791)	(2 329)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	52	226		40	200	
Charges d'exploitation nettes	(513)	(1 757)		(498)	(1 591)	
Revenus d'exploitation nets	657	2 018		940	2 187	
Volumes de ventes (kb)	26 102	52 472		25 567	49 856	
Revenus d'exploitation nets par baril	25,18	38,48		36,71	43,89	

Trimestres clos les	30 juin 2025			31 mars 2025		
	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	2 718	3 722	6 440	2 285	4 856	7 141
Autres (pertes) produits	(56)	(2)	(58)	41	57	98
Achats de pétrole brut et de produits	(763)	(50)	(813)	(572)	(37)	(609)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	3	(62)		(35)	(154)	
Montant brut réalisé	1 902	3 608		1 719	4 722	
Redevances	(246)	(350)	(596)	(225)	(590)	(815)
Frais de transport et de distribution	(188)	(147)	(335)	(151)	(145)	(296)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(644)	(1 712)	(2 356)	(451)	(1 941)	(2 392)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	65	114		31	189	
Charges d'exploitation nettes	(579)	(1 598)		(420)	(1 752)	
Revenus d'exploitation nets	889	1 513		923	2 235	
Volumes de ventes (kb)	27 989	40 055		22 041	47 567	
Revenus d'exploitation nets par baril	31,76	37,78		41,88	47,00	

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 annuel.

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

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

Rapprochement des données 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)

Trimestres clos les	31 décembre 2024			30 septembre 2024		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 682	4 979	7 661	2 362	4 883	7 245
Autres produits (pertes)	30	4	34	(7)	22	15
Achats de pétrole brut et de produits	(695)	(53)	(748)	(468)	(18)	(486)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(32)	(48)		(33)	(27)	
Montant brut réalisé	1 985	4 882		1 854	4 860	
Redevances	(315)	(624)	(939)	(251)	(672)	(923)
Frais de transport et de distribution	(187)	(163)	(350)	(152)	(139)	(291)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(551)	(1 894)	(2 445)	(615)	(1 608)	(2 223)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	41	144		79	42	
Charges d'exploitation nettes	(510)	(1 750)		(536)	(1 566)	
Revenus d'exploitation nets	973	2 345		915	2 483	
Volumes de ventes (kb)	25 973	49 519		23 383	46 952	
Revenus d'exploitation nets par baril	37,46	47,39		39,18	52,86	

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

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 annuel.

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

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

Rapprochement des données sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

Exercices clos les	31 décembre 2025			31 décembre 2024		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	9 521	17 803	27 324	9 924	19 336	29 260
Autres produits	80	143	223	142	34	176
Achats de pétrole brut et de produits	(2 412)	(158)	(2 570)	(2 371)	(188)	(2 559)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(211)	(475)		(130)	(199)	
Montant brut réalisé	6 978	17 313		7 565	18 983	
Redevances	(889)	(2 022)	(2 911)	(1 118)	(2 527)	(3 645)
Frais de transport et de distribution	(670)	(640)	(1 310)	(636)	(589)	(1 225)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(2 198)	(7 427)	(9 625)	(2 320)	(7 108)	(9 428)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	188	729		295	441	
Charges d'exploitation nettes	(2 010)	(6 698)		(2 025)	(6 667)	
Revenus d'exploitation nets	3 409	7 953		3 786	9 200	
Volumes de ventes (kb)	101 699	189 950		95 447	187 844	
Revenus d'exploitation nets par baril	33,51	41,89		39,72	48,98	

Exercices clos les	31 décembre 2023			31 décembre 2022		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	7 218	18 817	26 035	7 892	22 539	30 431
Autres produits (pertes)	1 519	(50)	1 469	(80)	27	(53)
Achats de pétrole brut et de produits	(1 758)	(177)	(1 935)	(1 673)	(377)	(2 050)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(1 463)	(294)		(119)	(420)	
Montant brut réalisé	5 516	18 296		6 020	21 769	
Redevances	(740)	(1 883)	(2 623)	(912)	(3 051)	(3 963)
Frais de transport et de distribution	(567)	(646)	(1 213)	(438)	(772)	(1 210)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{D)}	(1 859)	(7 470)	(9 329)	(1 722)	(7 430)	(9 152)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	360	558		386	798	
Charges d'exploitation nettes	(1 499)	(6 912)		(1 336)	(6 632)	
Revenus d'exploitation nets	2 710	8 855		3 334	11 314	
Volumes de ventes (kb)	72 795	177 601		65 960	176 632	
Revenus d'exploitation nets par baril	37,25	49,88		50,55	64,05	

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

B) À partir de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue le rendement des activités et à la méthode de calcul des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, une autre mesure financière hors PCGR utilisée par la Société, la Société a revu le calcul des charges d'exploitation nettes incluses dans les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement.

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

D) Au cours du premier trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills. Au cours du quatrième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien l'acquisition de la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills.

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

Rapprochement des données 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)

Exercices clos les	31 décembre 2021		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	5 468	14 452	19 920
Autres (pertes) produits	(56)	62	6
Achats de pétrole brut et de produits	(1 231)	(213)	(1 444)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(210)	(325)	
Montant brut réalisé	3 971	13 976	
Redevances	(376)	(1 147)	(1 523)
Frais de transport et de distribution	(359)	(767)	(1 126)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 541)	(6 515)	(8 056)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	299	728	
Charges d'exploitation nettes	(1 242)	(5 787)	
Revenus d'exploitation nets	1 994	6 275	
Volumes de ventes (kb)	67 094	169 983	
Revenus d'exploitation nets par baril	29,75	36,92	

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 annuel.

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

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

Rapprochement des données 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)

Trimestres clos les	31 décembre 2025			30 septembre 2025		
	E&P	Secteur		E&P	Secteur	
	Canada	Autres ^{4),5)}	E&P	Canada	Autres ^{4),5)}	E&P
Produits d'exploitation	415	35	450	588	77	665
Redevances	(53)	(18)	(71)	(101)	(32)	(133)
Frais de transport et de distribution	(26)	(2)	(28)	(30)	(2)	(32)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(91)	(36)	(127)	(115)	(34)	(149)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	13			3		
Revenus d'exploitation nets	258			345		
Volumes de ventes (kb)	4 642			5 998		
Revenus d'exploitation nets par baril	55,13			57,35		

Trimestres clos les	30 juin 2025			31 mars 2025		
	E&P	Secteur		E&P	Secteur	
	Canada	Autres ^{4),5)}	E&P	Canada	Autres ^{4),5)}	E&P
Produits d'exploitation	545	120	665	470	259	729
Redevances	(98)	(64)	(162)	(86)	(106)	(192)
Frais de transport et de distribution	(32)	(4)	(36)	(19)	(3)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(105)	(20)	(125)	(95)	(25)	(120)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	5			7		
Revenus d'exploitation nets	315			277		
Volumes de ventes (kb)	5 619			4 344		
Revenus d'exploitation nets par baril	56,20			63,73		

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

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

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

Rapprochement des données 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)

Trimestres clos les	31 décembre 2024			30 septembre 2024		
	E&P	Secteur		E&P	Secteur	
	Canada	Autres ^{4),5)}	E&P	Canada	Autres ^{4),5)}	E&P
Produits d'exploitation	363	279	642	718	—	718
Redevances	(67)	(120)	(187)	(94)	—	(94)
Frais de transport et de distribution	(23)	(3)	(26)	(14)	—	(14)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(96)	(28)	(124)	(121)	(18)	(139)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	9			6		
Revenus d'exploitation nets	186			495		
Volumes de ventes (kb)	3 464			6 451		
Revenus d'exploitation nets par baril	53,52			76,71		

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

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

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

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

Rapprochement des données 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)

Exercices clos les	31 décembre 2025				31 décembre 2024			
	E&P	E&P	Autres ^{4),5)}	Secteur	E&P	E&P	Autres ^{4),5)}	Secteur
	International	Canada		E&P	International	Canada		E&P
Produits d'exploitation	—	2 018	491	2 509	—	2 127	671	2 798
Redevances	—	(338)	(220)	(558)	—	(276)	(271)	(547)
Frais de transport et de distribution	—	(107)	(11)	(118)	—	(81)	(8)	(89)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	—	(406)	(115)	(521)	—	(454)	(70)	(524)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	—	28			—	33		
Revenus d'exploitation nets	—	1 195			—	1 349		
Volumes de ventes (kbep)	—	20 603			—	19 095		
Revenus d'exploitation nets par baril	—	57,89			—	70,82		

Exercices clos les	31 décembre 2023				31 décembre 2022			
	E&P	E&P	Autres ^{4),5)}	Secteur	E&P	E&P	Autres ^{4),5)}	Secteur
	International ^{C)}	Canada		E&P	International	Canada		E&P
Produits d'exploitation	306	1 689	694	2 689	1 222	2 464	645	4 331
Redevances	—	(209)	(282)	(491)	—	(342)	(266)	(608)
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)	(24)	(61)	(16)	(101)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(342)	(75)	(475)	(120)	(327)	(43)	(490)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	17	37			25	51		
Revenus d'exploitation nets	256	1 117			1 103	1 785		
Volumes de ventes (kbep)	2 729	15 149			9 453	18 753		
Revenus d'exploitation nets par baril	93,97	73,63			116,95	95,13		

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2021						
	E&P	E&P	Autres ^{4),5)}	Secteur			
	International	Canada		E&P			
Produits d'exploitation				815	1 684	479	2 978
Redevances				—	(237)	(241)	(478)
Frais de transport et de distribution				(25)	(44)	(43)	(112)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux				(133)	(268)	(28)	(429)
Coûts non liés à la production ⁶⁾				33	43		
Revenus d'exploitation nets				690	1 178		
Volumes de ventes (kbep)				9 616	19 386		
Revenus d'exploitation nets par baril				71,76	60,76		

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

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

C) Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien la cession de son portefeuille au Royaume-Uni.

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

Rapprochement des données sur l'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation	Trimestres clos les								
	31 mars 2025	30 juin 2025	30 sept. 2025	31 déc. 2025	31 mars 2024	30 juin 2024	30 sept. 2024	31 déc. 2024	
Produits d'exploitation	7 628	7 310	8 085	7 648	7 613	8 057	8 124	7 547	
Achats de pétrole brut et de produits	(5 922)	(5 969)	(6 208)	(5 657)	(5 588)	(6 519)	(6 685)	(6 123)	
	1 706	1 341	1 877	1 991	2 025	1 538	1 439	1 424	
Autres (pertes) produits	(12)	18	25	25	74	43	80	58	
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	(13)	14	14	(15)	(42)	(13)	(1)	(56)	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 681	1 373	1 916	2 001	2 057	1 568	1 518	1 426	
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	45 798	42 282	48 326	49 091	44 074	41 669	47 094	47 519	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	36,70	32,45	39,65	40,75	46,65	37,65	32,25	30,00	
Méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque	60	82	(5)	215	(40)	(53)	171	29	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	1 741	1 455	1 911	2 216	2 017	1 515	1 689	1 455	
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	38,00	34,40	39,55	45,15	45,75	36,35	35,85	30,60	
Marge brute liée aux activités de vente									
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 681	1 373	1 916	2 001	2 057	1 568	1 518	1 426	
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 331)	(1 022)	(1 653)	(1 597)	(1 802)	(1 218)	(1 085)	(1 014)	
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	350	351	263	404	255	350	433	412	
Volumes de ventes (ML)	5 419	5 724	6 040	5 883	5 108	5 592	5 955	5 609	
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	6,45	6,15	4,35	6,85	5,00	6,25	7,30	7,35	
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	609	578	602	650	618	603	592	653	
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),10)}	A	171	161	160	184	165	174	195	
Moins les autres charges d'exploitation ¹¹⁾		130	128	153	144	138	139	147	
Charges d'exploitation de raffinage ^{A)}	B	308	289	289	322	315	290	311	
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	C	45 798	42 282	48 326	49 091	44 074	41 669	47 519	
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	B/C	6,75	6,85	6,00	6,55	7,15	6,95	5,80	6,55
Volumes de ventes (ML)	D	5 419	5 724	6 040	5 883	5 108	5 592	5 955	5 609
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A)}	A/D	3,15	2,80	2,65	3,10	3,20	3,10	3,10	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 annuel.

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

C) L'indice 5-2-2-1 de Suncor est la mesure la plus comparable aux marges de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société présentées selon la méthode DEPS.

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

Rapprochement des données 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	Exercices clos les				
	2025	2024	2023	2022	2021
Produits d'exploitation	30 671	31 341	31 068	36 728	22 915
Achats de pétrole brut et de produits	(23 756)	(24 915)	(23 867)	(27 261)	(16 807)
	6 915	6 426	7 201	9 467	6 108
Autres produits (pertes)	56	255	224	(60)	(50)
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	—	(112)	(50)	(20)	(54)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	6 971	6 569	7 375	9 387	6 004
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	185 497	180 356	163 895	168 149	162 862
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	37,60	36,40	45,00	55,85	36,85
Méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque	352	107	330	(230)	(972)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	7 323	6 676	7 705	9 157	5 032
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	39,50	37,00	47,00	54,45	30,90
Marge brute liée aux activités de vente^{D)}					
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	6 971	6 569	7 375	9 387	6 004
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(5 603)	(5 119)	(6 031)	(8 033)	(4 550)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	1 368	1 450	1 344	1 354	1 454
Volumes de ventes (ML)	23 066	22 264	20 458	21 448	20 430
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	5,95	6,50	6,55	6,30	7,10
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage et des charges d'exploitation liées aux activités de vente					
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ^{E)}	2 439	2 466	2 558	2 427	2 019
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),D),10)}	676	720	705	644	594
Moins les autres charges d'exploitation ^{F),11)}	555	557	635	602	457
Charges d'exploitation de raffinage ^{A),F)}	1 208	1 189	1 218	1 181	968
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	185 497	180 356	163 895	168 149	162 862
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A),F)}	6,50	6,60	7,45	7,00	5,95
Volumes de ventes (ML)	23 066	22 264	20 458	21 448	20 430
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A),D)}	2,95	3,25	3,45	3,00	2,90

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 annuel.

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

E) À partir de 2021, les montants au titre des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux des périodes précédentes ont été reclassés pour mieux s'harmoniser à la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude à l'égard des frais de transport et de distribution. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur les charges d'exploitation de raffinage.

F) 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 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)

	Trimestres clos les								
	31 mars 2025	30 juin 2025	30 sept. 2025	31 déc. 2025	31 mars 2024	30 juin 2024	30 sept. 2024	31 déc. 2024	
(moyenne pour les trimestres clos les)									
Pétrole brut WTI à Cushing	71,40	63,70	64,95	59,15	76,95	80,55	75,15	70,30	
Pétrole brut SYN à Edmonton	69,05	64,70	66,30	57,85	69,55	83,35	76,45	71,15	
WCS à Hardisty	58,75	53,50	54,55	47,95	57,60	67,00	61,65	57,75	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	21,05	25,90	29,95	29,90	27,05	24,75	21,05	18,80	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	14,65	22,05	26,40	21,50	19,80	18,85	19,35	13,85	
Valeur du produit									
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %	37,00	35,85	37,95	35,60	41,60	42,10	38,50	35,65
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)}	40 %	34,40	34,30	36,55	32,25	38,70	39,75	37,80	33,65
WTI	20 %	14,30	12,75	13,00	11,85	15,40	16,10	15,05	14,05
Facteur saisonnier		6,50	5,00	5,00	6,50	6,50	5,00	5,00	6,50
		92,20	87,90	92,50	86,20	102,20	102,95	96,35	89,85
Valeur du pétrole brut									
SYN	40 %	27,60	25,90	26,50	23,15	27,80	33,35	30,60	28,45
WCS	40 %	23,50	21,40	21,80	19,20	23,05	26,80	24,65	23,10
WTI	20 %	14,30	12,75	13,00	11,85	15,40	16,10	15,05	14,05
		65,40	60,05	61,30	54,20	66,25	76,25	70,30	65,60
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor		26,80	27,85	31,20	32,00	35,95	26,70	26,05	24,25
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{A)}		38,45	38,55	42,95	44,65	48,50	36,55	35,50	33,95
(moyenne pour les exercices clos les)				2025	2024	2023	2022	2021	
Pétrole brut WTI à Cushing				64,75	75,70	77,60	94,25	67,95	
Pétrole brut SYN à Edmonton				64,45	75,10	79,60	98,70	66,30	
WCS à Hardisty				53,65	61,00	59,00	75,95	54,90	
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}				26,75	22,90	34,40	47,00	19,40	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}				21,15	17,95	26,15	38,10	17,75	
Valeur du produit									
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %			36,60	39,45	44,80	56,50	34,95	
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)}	40 %			34,35	37,45	41,50	52,95	34,30	
WTI	20 %			12,95	15,15	15,50	18,85	13,60	
Facteur saisonnier				5,75	5,75	5,75	5,75	5,75	
				89,65	97,80	107,55	134,05	88,60	
Valeur du pétrole brut									
SYN	40 %			25,80	30,05	31,85	39,50	26,50	
WCS	40 %			21,45	24,40	23,60	30,40	21,95	
WTI	20 %			12,95	15,15	15,50	18,85	13,60	
				60,20	69,60	70,95	88,75	62,05	
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor				29,45	28,20	36,60	45,30	26,55	
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{A)}				41,15	38,65	49,40	58,95	33,30	

A) L'indice 5-2-2-1 de Suncor est la mesure la plus comparable aux marges de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société présentées selon la méthode DEPS.

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

C) La valeur des produits des marges de craquage 2-1-1 au port de New York représente la somme des valeurs des marges de craquage 2-1-1 au port de New York et du WTI, multipliée par 40 % et arrondie au cinq sous près.

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

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

Information relative au sommaire des résultats d'exploitation

Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières

Certaines mesures financières contenues dans la rubrique Données financières et d'exploitation complémentaires, à savoir le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, les mesures contenues dans le rendement du capital investi (le « 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 pétrolières, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les marges brutes liées aux activités de vente, les charges d'exploitation de raffinage, les marges réalisées de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation liées aux activités de vente, la dette nette, la dette totale 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'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires 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 pétrolières, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour chaque trimestre de 2025, de 2024 et de 2023 sont définis à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » et font l'objet d'un rapprochement, avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables, aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » de chacun des rapports aux actionnaires trimestriels pour les trimestres indiqués, (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, les mesures contenues dans le RCI et le RCI compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, de la dette nette et de la dette totale pour chaque trimestre de 2025, de 2024 et de 2023 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » de chacun des rapports trimestriels. Le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, les mesures contenues dans le RCI, le RCI compte non tenu des pertes de valeurs et des reprises de pertes de valeur, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, la dette nette et la dette totale pour les exercices clos les 31 décembre 2021 et 2022 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, et ceux des exercices clos les 31 décembre 2025, 2024 et 2023 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, qui figure dans le rapport annuel (le « rapport de gestion de 2025 »). Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les marges réalisées de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les marges brutes liées aux activités de vente et les charges d'exploitation liées aux activités de vente pour chaque trimestre de 2025, de 2024 et de 2023 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024, 2023, 2022 et 2021 font l'objet de rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. Les revenus d'exploitation nets pour chaque trimestre de 2025, de 2024 et de 2023 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2025, 2024, 2023, 2022 et 2021 sont définis ci-dessous et font l'objet de rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. 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 rapport de gestion de 2025.

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

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolières

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolières 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 pétrolières, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolières 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 pétrolières 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, la Subvention salariale d'urgence du Canada (la « SSUC ») et les coûts liés à la COVID-19, 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 pétrolières, 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 pétrolières rendent également compte, 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 pétrolières, 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 pétrolières, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolières » 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, certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage, ainsi que les montants au titre de la SSUC.
- 12) Afin de refléter les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique qui se rapproche de la marge brute réalisée sur cinq barils de pétrole brut de différentes qualités, lesquels sont raffinés pour produire deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte tenu des activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente de la Société, mais compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit est tributaire de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier constitue une estimation et rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur brute est influencée par les cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Notes explicatives

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

Abréviations

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

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils

Données sur la négociation des actions

(non audité)

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

	31 mars 2025	Trimestres clos les 30 juin 2025	30 sept. 2025	31 déc. 2025	31 mars 2024	Trimestres clos les 30 juin 2024	30 sept. 2024	31 déc. 2024
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers) ^{A)}	1 239 250	1 225 170	1 211 477	1 199 755	1 288 184	1 283 035	1 268 667	1 254 945
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	58,58	56,33	60,48	64,14	50,11	56,69	57,32	58,28
Bas	48,62	43,59	51,34	53,02	41,88	49,73	48,41	49,28
Clôture	55,72	51,01	58,24	60,92	49,99	52,15	49,92	51,31
Bourse de New York – \$ US								
Haut	40,74	41,48	43,48	45,60	36,98	41,50	41,95	41,75
Bas	33,81	30,79	37,23	37,77	31,03	36,15	35,09	34,17
Clôture	38,72	37,45	41,81	44,36	36,91	38,10	36,92	35,68
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	521 203	573 308	428 858	440 746	553 458	515 203	519 703	480 046
Bourse de New York	286 582	331 109	247 356	254 893	263 405	318 122	254 874	244 702
Données par action ordinaire (en dollars)								
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	1,36	0,93	1,34	1,23	1,25	1,22	1,59	0,65
Dividendes par action ordinaire	0,57	0,57	0,57	0,60	0,55	0,55	0,55	0,57

A) La Société comptait approximativement 4 829 actionnaires ordinaires inscrits au 31 janvier 2026.

Information destinée aux porteurs d'actions à l'extérieur du Canada

Les dividendes en trésorerie versés aux actionnaires résidant dans des pays autres que le Canada (« actionnaires non résidents du Canada ») sont assujettis à la retenue d'impôt canadienne. Le taux réglementaire de la retenue d'impôt sur les dividendes au Canada est de 25 % et peut être réduit aux termes d'une convention fiscale entre le Canada et un autre pays. Par exemple, aux termes de la convention fiscale entre le Canada et les États-Unis, le taux de retenue est généralement réduit à 15 % sur les dividendes versés aux résidents des États-Unis admissibles aux termes de la convention fiscale. L'Agence du revenu du Canada a publié des formulaires pouvant être utilisés après 2012 et qui permettent aux actionnaires non résidents du Canada de prouver leur admissibilité à la retenue d'impôt réduite en vertu d'une convention fiscale. En règle générale, les agents chargés de la retenue d'impôt sur les dividendes devront recevoir le formulaire dûment rempli par l'actionnaire non résident du Canada inscrit à une date donnée de clôture de registres pour le versement de dividendes, pour appliquer le taux réduit applicable en vertu de la convention plutôt que le taux intégral de 25 %. Les actionnaires non résidents du Canada sont invités à communiquer avec leur courtier (ou autre agent concerné) pour obtenir de l'information en vue de remplir et d'envoyer les formulaires.

Il incombe aux actionnaires de s'assurer de se conformer aux lois fiscales canadiennes et aux règlements qui s'y rapportent. Nous recommandons fortement aux actionnaires de consulter des fiscalistes et des conseillers juridiques pour toutes questions d'ordre fiscal.

Équipe de direction et membres du conseil au 31 décembre 2025

Équipe de direction

Rich Kruger

Président et chef de la direction

Troy Little

Chef des finances

Adam Albeldawi

Chef des ressources humaines et vice-président principal, Affaires externes

Peter Zebedee

Vice-président directeur, Sables bitumineux

David Oldreive

Vice-président directeur, Aval

Shelley Powell

Vice-présidente principale, Amélioration opérationnelle et services de soutien

Kent Ferguson

Vice-président principal, Stratégie, développement durable et développement de l'entreprise

Jacquie Moore

Avocate générale et secrétaire générale

Conseil d'administration

Russ Girling

Président du conseil

Calgary (Alberta)

Rich Kruger

Président et chef de la direction, Suncor

Calgary (Alberta)

Ian Ashby^{3),4)}

Queensland (Australie)

Patricia Bedient^{1),2)}

Présidente du Comité

d'audit

Sammamish (Washington)

Chris Seasons^{3),4)}

Calgary (Alberta)

Jean Paul (JP) Gladu^{2),3)}

Sand Point First Nation (Ontario)

Jennifer Kneale^{1),4)}

Houston, Texas

Brian MacDonald^{2),3)}

Président du Comité des ressources humaines et de la

rémunération

Naples (Floride)

Jackie Sheppard^{2),3)}

Présidente du Comité de gouvernance

Calgary (Alberta)

Lorraine Mitchelmore^{1),4)}

Présidente du Comité sur l'environnement, la santé, la

prévention et le développement durable

Calgary (Alberta)

Jane Peverett^{1),2)}

Vancouver (Colombie-Britannique)

- 1) Membre du Comité d'audit
- 2) Membre du Comité de gouvernance
- 3) Membre du Comité des ressources humaines et de la rémunération
- 4) Membre du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable

* Membres des comités à jour au 25 février 2026



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