



2023

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.

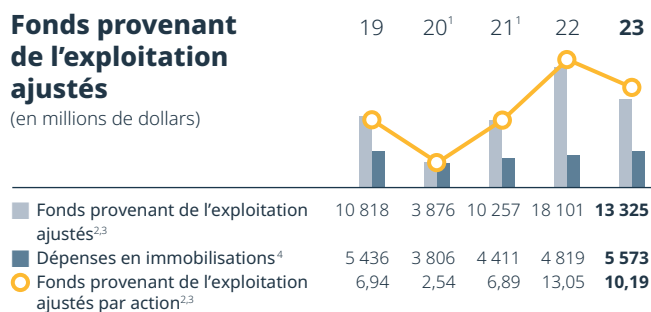
Table des matières

Faits saillants de 2023	1
Message aux actionnaires	2
Mises en garde	8
Rapport de gestion	10
Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière	79
Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière	80
Rapport du cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant	81
États financiers consolidés audités et notes annexes	85
Données financières et d'exploitation complémentaires	136
Données sur la négociation des actions	160
Équipe de direction et membres du conseil	161

Faits saillants de 2023

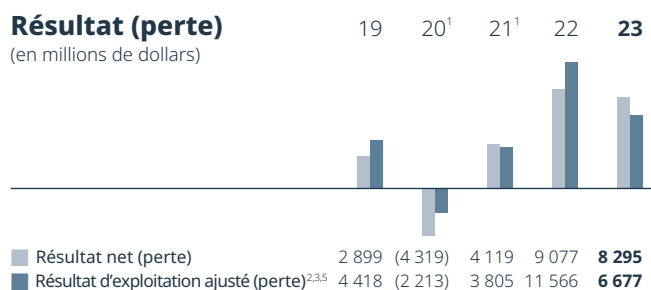
Fonds provenant de l'exploitation ajustés

(en millions de dollars)



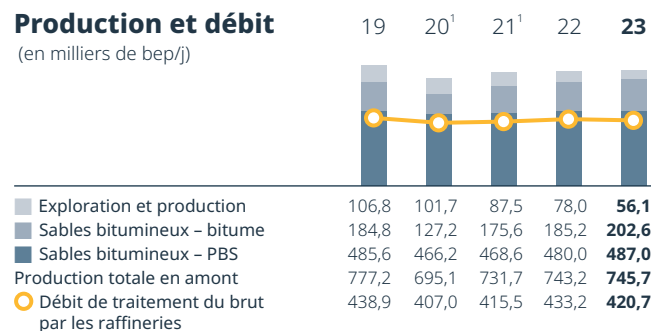
Résultat (perte)

(en millions de dollars)



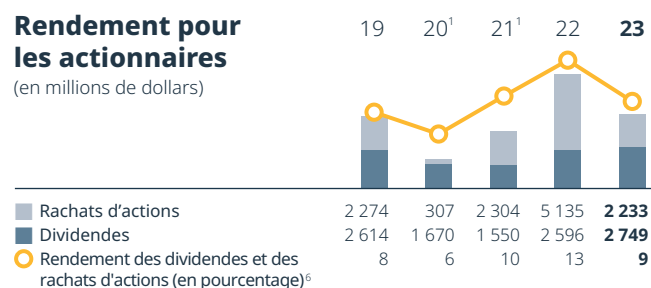
Production et débit

(en milliers de bep/j)



Rendement pour les actionnaires

(en millions de dollars)



Rendements optimisés pour les actionnaires

- > Redistribution de 5,0 milliards \$ aux actionnaires sous forme de dividendes de 2,8 milliards \$ et de rachats d'actions de près de 4 % des actions en circulation
- > Hausse du dividende trimestriel par action d'environ 5 %
- > Fonds provenant de l'exploitation ajustés de 10,19 \$ par action; deuxième résultat le plus élevé dans l'histoire de l'entreprise
- > Affectation de fonds excédentaires au rachat d'actions et au remboursement de la dette

Valeur optimisée grâce à une attention accrue portée aux fondements de la sécurité, de l'intégrité opérationnelle et de la fiabilité

- > Meilleur rendement global des entrepreneurs et des employés en matière de sécurité dans l'histoire de l'entreprise
- > Production record du secteur Sables bitumineux, notamment la meilleure production jamais réalisée à Syncrude et Firebag. Production totale en amont de 745,7 kbep/j; la deuxième plus élevée dans l'histoire de Suncor
- > Mise à profit de l'intégration régionale pour optimiser la valeur avec un taux d'utilisation des unités de valorisation régional record de 92 %
- > Solide taux d'utilisation des raffineries de 90 %, dont 99 % dans la deuxième moitié de l'année

Accent mis sur les actifs essentiels pour générer de la valeur

- > Acquisition de la participation restante de 45,89 % dans le projet Fort Hills pour 2,2 milliards \$
- > Produits de la vente des actifs de 1,8 milliard \$ grâce à la vente du portefeuille d'actifs Exploration et production au R.-U. et des actifs d'énergie éolienne et solaire
- > Redémarrage sécuritaire de la production à Terra Nova
- > Production réalisée à Fort Hills conforme à son plan d'amélioration des mines sur trois ans

1 Inclut les répercussions de la pandémie de COVID-19.

2 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 21 mars 2024.

3 À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat (perte) d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat (perte) 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.

4 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.

5 À compter de 2021, la Société a révisé son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière non conforme aux 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 retraités pour refléter ce changement.

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

Message aux actionnaires



Rich Kruger
Président et
chef de la direction

2023 a été une année de grands changements pour votre entreprise – des changements incluant une nouvelle équipe de leadership de la haute direction et un accent renouvelé sur les éléments fondamentaux de la sécurité, de l'intégrité opérationnelle, de la fiabilité et de la rentabilité. Ces changements et les autres ont été conçus pour faire en sorte que Suncor soit une entreprise rentable et hautement performante aujourd'hui et dans l'avenir. Mes priorités depuis que je me suis joint à Suncor au poste de chef de la direction en avril 2023 peuvent se résumer en trois mots : **clarifier**, **simplifier** et **cibler**. Clarifier ce qui est le plus important pour l'entreprise, simplifier la façon dont nous poursuivons notre travail et cibler nos efforts sur l'amélioration du rendement global.

Avec des priorités claires et des efforts ciblés, Suncor peut créer une valeur extraordinaire grâce à notre base d'actifs intégrée inégalée en amont et en aval, soutenue par des ressources de grande envergure et à longue durée de vie. Nous créons de la valeur – pour nos actionnaires en leur offrant des rendements financiers, pour nos clients grâce à des produits de qualité, pour la société en fournissant l'énergie dont elle a besoin, pour nos collectivités grâce aux emplois et aux occasions commerciales et pour nos employés en leur offrant des perspectives de carrière et l'occasion de faire partie de quelque chose de significatif.

Mettre l'accent sur les éléments fondamentaux

Amélioration du rendement en matière de sécurité

Un solide rendement en matière de sécurité et un solide rendement commercial vont de pair. Il est non seulement avantageux de maintenir une solide culture de sécurité, mais c'est aussi une de nos principales valeurs pour nous assurer que tout le monde rentre à la maison en sécurité chaque jour. Dans cette optique, je suis très heureux de vous annoncer que 2023 a été l'année la plus sécuritaire dans l'histoire de la Société. Nous n'avons eu aucune blessure mettant la vie en péril ou qui change la vie et nos blessures entraînant un arrêt de travail d'une année à l'autre sont en baisse de près de 50 %. Cette amélioration est le résultat de nos efforts ciblés sur le renforcement du leadership, la mobilisation de la main-d'œuvre, le respect des méthodes et la formation. L'adoption de technologies qui améliorent la sécurité dans nos activités minières a aussi été un facteur clé dans l'amélioration du rendement et nous avons maintenant installé des systèmes de gestion de la fatigue et anticollision sur plus de 1 000 pièces d'équipement mobile

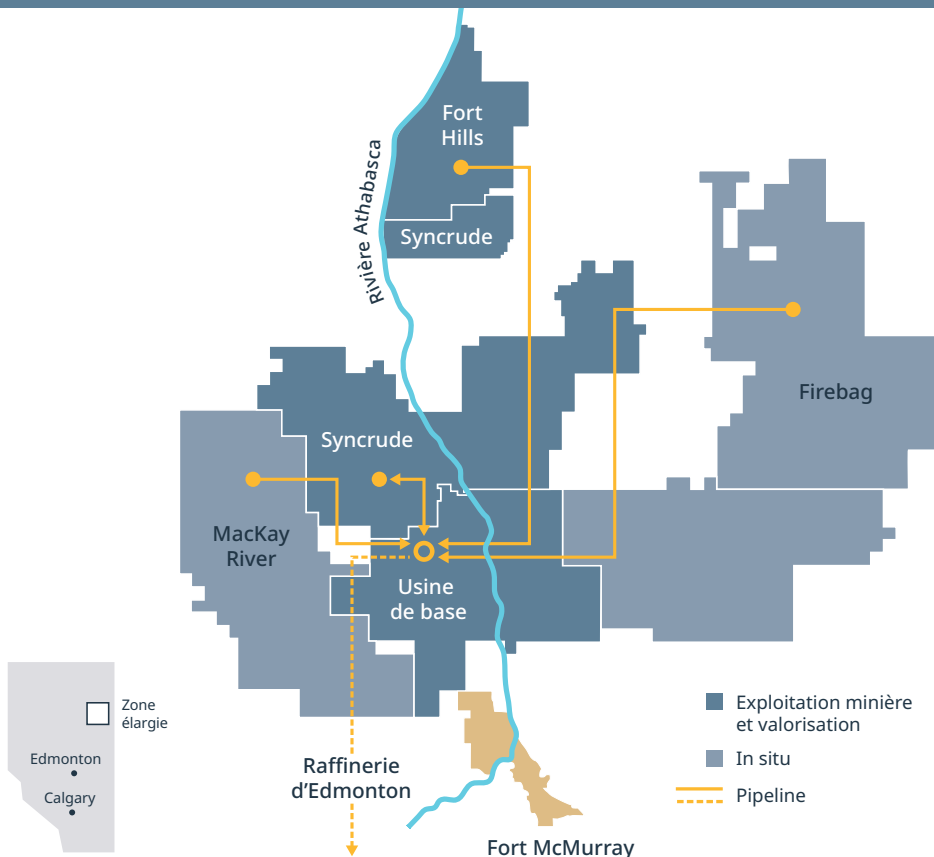
dans nos mines. De plus, 100 % de nos leaders, soit plus de 2 800 personnes, ont été formés en 2023 sur le rendement humain et organisationnel, une norme de sécurité basée sur les principes qui met l'accent sur l'apprentissage tiré de nos erreurs pour favoriser l'amélioration.

Tenir nos engagements

Le respect de notre engagement relativement aux prévisions de production de 2023 du secteur Amont, établies il y a plus d'un an, a été un exemple tangible de la façon dont nous pouvons produire des résultats en étant totalement focalisés sur l'atteinte de nos objectifs. La production du secteur Amont s'est établie à 746 000 b/j en 2023, le deuxième résultat le plus élevé de notre histoire, appuyée par des records annuels à Syncrude et Firebag, et une croissance à Fort Hills. De plus, des records mensuels pour la Société ont été établis en novembre et en décembre 2023 pour la production totale en amont, créant un élan pour atteindre nos cibles ambitieuses pour 2024.



Avec des priorités claires et des efforts ciblés, Suncor peut créer une valeur extraordinaire grâce à notre base d'actifs intégrée inégalée en amont et en aval, soutenue par des ressources de grande envergure et à longue durée de vie.



Indice de durée de vie des réserves prouvées et probables*

Plus de **25** ans

Capacité nominale de valorisation du pétrole lourd

~**600** kbep/j

Capacité nominale des raffineries

~**465** kbep/j

* Ajusté pour tenir compte de l'incidence des acquisitions et cessions qui ont eu lieu en 2023.



Fort Hills

Meilleure fiabilité des actifs

Le solide rendement de nos actifs en amont, surtout dans la deuxième moitié de 2023, a mené à un taux d'utilisation annuel record des unités de valorisation exploitées de 92 %, ce qui est 3 % plus élevé que les années antérieures. Ce rendement a amplifié la force de notre intégration régionale des sables bitumineux, offrant une flexibilité opérationnelle grâce à des pipelines interconnectés pour maintenir les unités de valorisation pleines tout en limitant l'incidence d'une maintenance planifiée et non planifiée. Nos activités du secteur Aval ont aussi affiché un solide rendement avec un taux d'utilisation annuel des raffineries de 90 %, dont 99 % pour la deuxième moitié de 2023, ce qui représente un solide rétablissement à la suite de l'interruption à Commerce City qui a eu une incidence sur les taux d'utilisation dans la première moitié de l'année. Dans notre secteur des ventes au détail, nous avons annoncé un nouveau partenariat emballant avec Canadian Tire, assurant une entente d'approvisionnement en carburant à long terme pour nos raffineries et une hausse ultime prévue de 15 % de nos ventes de carburant de détail, et élargissant la présence des stations-service de marque Petro-Canada^{MC} à l'échelle du pays.

Maximiser la rentabilité

Nos efforts davantage axés sur les éléments fondamentaux se sont traduits par de meilleurs résultats financiers en 2023, avec des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 13,3 milliards \$, soit le deuxième plus haut montant comptabilisé à ce jour dans l'histoire de l'entreprise. Grâce à nos activités intégrées et inégalées dans les secteurs Aval et Amont, nous maximisons la valeur de chaque baril produit, un avantage concurrentiel qui devrait s'accroître au cours des prochaines années.

Baisser les coûts

En 2023, nous avons réduit les coûts « au-delà du terrain » de 450 millions \$ par année, grâce à une réduction des effectifs réalisée deux mois plus tôt que prévu et de 12 % supérieure à notre objectif d'économies initial. Ce projet était un effort dirigé à l'interne visant à simplifier l'entreprise et à éliminer le travail qui n'est pas aligné sur nos priorités. L'ensemble de nos efforts se sont traduits par des charges d'exploitation décaissées par baril inférieures à nos perspectives annuelles pour le secteur Sables bitumineux et Syncrude et conformes aux perspectives annuelles à Fort Hills. Le total de nos dépenses en immobilisations de 5,7 milliards \$ était également conforme à notre fourchette de prévisions pour 2023 à la communauté financière.



Marque de station-service la plus **digne de confiance** au Canada

- ~1 900 établissements de ventes au détail et de ventes en gros Petro-Canada^{MC}
- Élargissement du réseau à l'échelle du pays, d'un océan à l'autre
- Expérience client améliorée avec des mises à niveau aux établissements et des partenariats
- Le partenariat avec Canadian Tire procure un approvisionnement en carburant ainsi que des avantages pour les clients liés au programme de fidélisation et au réseau de ventes au détail

Pour 2024, nous continuerons à réduire nos coûts d'exploitation avec l'ajout de 55 camions de classe Ultra 400 tonnes à notre parc minier. On s'attend à ce que ces camions remplacent près du double des véhicules de tierce partie, qui sont plus petits, moins efficaces et plus coûteux, entraînant d'importantes économies de coûts année après année. Ce n'est qu'un exemple de nos initiatives continues qui visent à réduire notre structure de coûts, à améliorer la résilience financière, à améliorer la compétitivité et à créer de la valeur à long terme pour nos actionnaires.

Portefeuille hautement aligné

Le portefeuille d'actifs de Suncor est de plus en plus aligné sur les compétences de base et les avantages concurrentiels de la Société, ce qui favorise la simplicité et la focalisation. En 2023, nous avons conclu la vente d'actifs non essentiels incluant nos actifs du secteur Amont en mer du Nord britannique et nos activités d'énergie renouvelable pour 1,8 milliard \$, dépassant nos attentes en matière de prix de ventes internes. Nous avons acquis la participation directe restante dans Fort Hills pour 2,2 milliards \$, ajoutant 89 000 b/j à la capacité de production de bitume de haute qualité et misant sur notre intégration physique de premier ordre. L'entière propriété de Fort Hills permet une meilleure prise de décisions et une plus grande synergie régionale, offrant une valeur ajoutée à long terme aux actionnaires. Combinée aux actifs in situ Firebag et MacKay River, Suncor dispose désormais d'un approvisionnement en bitume physiquement intégré suffisant, à un coût

d'approvisionnement concurrentiel, pour garder les unités de valorisation de l'usine de base pleines pour des décennies.

Parcours ciblé vers la carboneutralité

Notre travail pour réduire les émissions est axé sur la prise de mesures tangibles aujourd'hui qui favorisent la réussite dans l'avenir. À court terme, notre investissement dans une nouvelle installation de cogénération qui remplacera les chaudières à coke à l'usine de base des sables bitumineux est en voie d'être terminé en 2024, contribuant à notre objectif de réduction des émissions annuelles de 10 mégatonnes à l'échelle de notre chaîne de valeur d'ici 2030. L'installation assurera la production fiable de la vapeur nécessaire dans nos processus d'extraction et de valorisation et produira également 800 MW d'électricité de base supplémentaire pour approvisionner le réseau provincial albertain, diminuant ainsi l'intensité carbonique du réseau.

En se projetant plus loin dans le temps, notre collaboration continue avec l'Alliance nouvelles voies pour promouvoir la capture et la séquestration du carbone (CSC) à grande échelle sera un facteur déterminant de notre objectif visant à atteindre la carboneutralité dans le cadre de nos activités d'ici 2050. La CSC représente un potentiel énorme de décarboniser nos activités de base, et dépend de l'obtention d'un cadre fiscal concurrentiel pour les investissements dans les infrastructures conjointement avec les gouvernements provinciaux et fédéral.



Notre attention accrue portée aux fondements de la sécurité, de l'intégrité opérationnelle, de la fiabilité et de la rentabilité a donné lieu à un rendement opérationnel et financier de plus en plus solide tout au long de l'année.





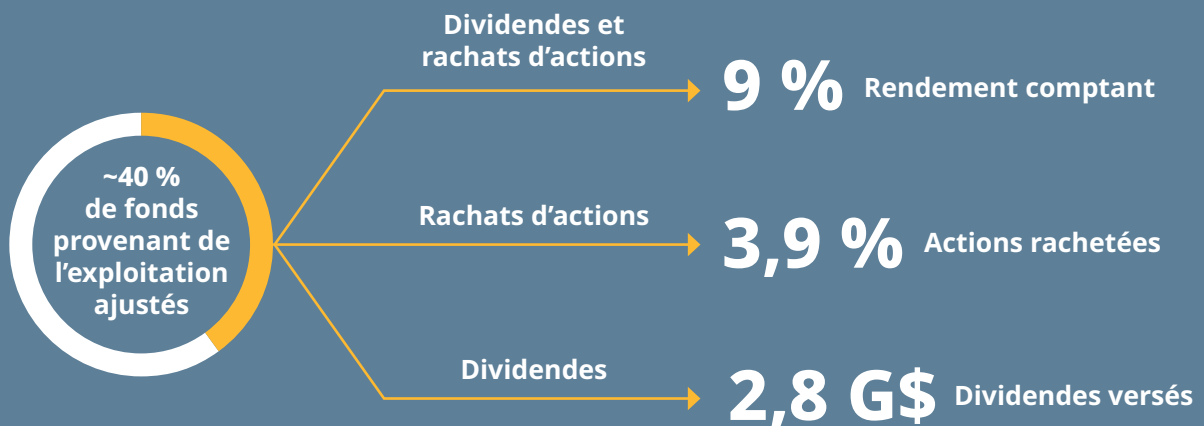
Usine de base

Générer des rendements parmi les meilleurs de l'industrie pour les actionnaires

Récompenser les actionnaires pour la confiance qu'ils placent en Suncor est l'une de nos principales priorités. Plus précisément, cela signifie accroître les flux de trésorerie disponibles par action et offrir les meilleurs rendements financiers de l'industrie aux actionnaires. En 2023, nous avons augmenté le dividende trimestriel de Suncor de 5 % à 0,545 \$ par action, le dividende le plus élevé par action dans l'histoire de l'entreprise, représentant une hausse de 12 % des versements par action par

rapport à 2022. Au total, nous avons retourné 5,0 milliards \$ aux actionnaires en 2023, dont 2,2 milliards \$ sous forme de rachats d'actions, représentant 3,9 % des actions en circulation de l'entreprise en date du 31 décembre 2022. Notre cadre d'affectation du capital peut se résumer par la capacité à fournir un rendement concurrentiel pour les actionnaires tout en investissant prudemment dans les activités commerciales et en maintenant un solide bilan pour assurer la résilience financière dans diverses conditions de marché.

Exécution de la stratégie d'affectation du capital



Rétablir Suncor comme fournisseur d'énergie chef de file au Canada

Notre attention accrue portée aux fondements de la sécurité, de l'intégrité opérationnelle, de la fiabilité et de la rentabilité a donné lieu à un rendement opérationnel et financier de plus en plus solide tout au long de l'année. Cet engagement indéfectible et la discipline qu'elle nécessite sont exactement ce à quoi les actionnaires peuvent s'attendre de l'équipe de Suncor en 2024 et au-delà.

En 2024, nous ciblons une hausse de la production en amont de 770 000 à 810 000 barils par jour, une hausse d'environ 6 % par rapport à 2023. Nous continuerons également à chercher des moyens de réduire notre structure de coût globale pour améliorer davantage le rendement financier tout en faisant preuve d'une affectation disciplinée du capital pour maintenir et accroître nos activités à plus long terme.

J'aimerais terminer en remerciant mes collègues à Suncor, les employés comme les entrepreneurs. Merci de votre engagement et de votre dévouement à faire en sorte que notre entreprise soit la meilleure possible. Le travail que vous faites est bénéfique non seulement pour nos

actionnaires, mais pour tous les Canadiens à l'échelle du pays en fournissant de l'énergie qui améliore la vie des gens, favorisant l'économie, soutenant les collectivités, développant des relations avec les peuples et entreprises autochtones et travaillant ensemble pour créer un avenir durable. Excellent travail! Enfin, au nom du conseil et de tous les employés de Suncor, je tiens à vous remercier, nos actionnaires, pour la confiance que vous placez en nous pour gérer vos investissements. Nous ne prenons pas cela à la légère et nous nous engageons à mériter cette confiance année après année.



Rich Kruger
Président et chef de la direction
Suncor Énergie



Mes priorités depuis que je me suis joint à Suncor au poste de chef de la direction en avril 2023 peuvent se résumer en trois mots : **clarifier**, **simplifier** et **cibler**. Clarifier ce qui est le plus important pour l'entreprise, simplifier la façon dont nous poursuivons notre travail et cibler nos efforts sur l'amélioration du rendement global.



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

Les sections précédentes du présent rapport annuel contiennent certains renseignements et énoncés de nature prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») 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, 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 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 : les résultats attendus par Suncor issus de son partenariat avec Canadian Tire, incluant la hausse prévue des ventes de carburant de détail et la présence élargie des stations-service de marque Petro-Canada^{MC}; l'attente de Suncor selon laquelle elle améliorera l'avantage stratégique des activités en amont et en aval intégrées de l'entreprise; les attentes selon lesquelles l'entreprise continuera à réduire ses coûts d'exploitation grâce à l'ajout de nouveaux camions dans son parc minier; l'objectif stratégique de Suncor de devenir une entreprise carboneutre d'ici 2050 et les plans visant à atteindre cet objectif; les attentes selon lesquelles l'installation de cogénération à l'usine de base des Sables bitumineux sera terminée en 2024, qu'elle contribuera aux objectifs de réduction des émissions de l'entreprise, assurera une production fiable de vapeur pour les activités d'extraction et de valorisation, et contribuera à la capacité d'électricité de base de l'Alberta; les énoncés concernant la collaboration de l'entreprise au sein de l'Alliance nouvelles voies afin d'utiliser le CSC à grande échelle; les attentes selon lesquelles l'approvisionnement en bitume physiquement intégré de l'entreprise gardera les unités de valorisation de l'usine de base pleines pendant des décennies à un coût concurrentiel; et la production en amont prévue de l'entreprise pour 2024.

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, notamment sous la rubrique Facteurs de risque, ainsi que dans la Notice annuelle datée du 21 mars 2024 disponible à www.sedarplus.ca et le formulaire 40-F daté du 21 mars 2024 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 le présent rapport annuel 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 les sections précédentes du présent rapport annuel, à savoir, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés par action et le résultat (perte) d'exploitation ajusté, ne sont généralement pas prescrites par les PCGR. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés sont une mesure financière hors PCGR qui consiste à ajuster une mesure conforme aux PCGR, à savoir les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, en fonction des variations du fonds de roulement hors trésorerie et que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et la liquidité. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés sont définis et font l'objet d'un rapprochement dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion annuel de Suncor pour chaque année respective; le contenu de la rubrique est disponible dans le profil de la Société sur www.sedarplus.ca et est intégré par renvoi dans les présentes. Le résultat (perte) d'exploitation ajusté est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net (perte) en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat (perte) d'exploitation ajusté pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Le résultat (perte) d'exploitation ajusté est défini dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion annuel et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Information financière du rapport de gestion annuel de Suncor pour chaque année respective; le contenu de la rubrique est disponible dans le profil de la Société sur www.sedarplus.ca et est intégré par renvoi dans les présentes. Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, 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 avec les mesures similaires présentées par d'autres entreprises et elles ne devraient pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat (perte) d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat (perte) 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.

Réserves

L'information sur les réserves contenue dans ce document tient compte des participations directes de Suncor (exploitées ou non exploitées) avant réduction des redevances, sans inclure aucun droit de redevances de Suncor, et est présentée en date du 31 décembre 2023. 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 des ressources et les types de produits auxquels il est raisonnable de s'attendre, veuillez consulter la Notice annuelle de Suncor datée du 21 mars 2024 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.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi3e 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. Se référer à la rubrique Mises en garde à la section Conversions des mesures du rapport de gestion.

Rapport de gestion

Le 21 mars 2024

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor au 31 décembre 2023 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 21 mars 2024 (la « notice annuelle de 2023 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedarplus.ca, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci, 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 ».

Table des matières

12	Sommaire des données financières et d'exploitation consolidées
15	Aperçu de Suncor
18	Information financière
24	Résultats sectoriels et analyse
36	Impôt sur le résultat
37	Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2023
40	Données financières trimestrielles
43	Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations
45	Situation financière et situation de trésorerie
50	Méthodes comptables significatives et estimations comptables critiques
52	Facteurs de risque
63	Autres éléments
64	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.

En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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)	2023	2022	2021
Produits bruts	52 206	62 907	41 133
Redevances	(3 114)	(4 571)	(2 001)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	49 092	58 336	39 132
Résultat net	8 295	9 077	4 119
par action ordinaire – de base (en dollars)	6,34	6,54	2,77
par action ordinaire – dilué (en dollars)	6,33	6,53	2,77
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾	6 677	11 566	3 805
par action ordinaire ¹⁾²⁾	5,10	8,34	2,56
Fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾	13 325	18 101	10 257
par action ordinaire ¹⁾²⁾	10,19	13,05	6,89
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	12 344	15 680	11 764
par action ordinaire ²⁾	9,44	11,30	7,91
Dividendes versés sur les actions ordinaires	2 749	2 596	1 550
par action ordinaire ²⁾	2,11	1,88	1,05
Rachats d'actions	2 233	5 135	2 304
par action ordinaire ²⁾	1,71	3,70	1,55
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 308	1 387	1 488
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 310	1 390	1 489
Dépenses en immobilisations³⁾⁴⁾	5 573	4 819	4 411
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	3 543	3 315	3 057
Investissements économiques	2 030	1 504	1 354
Flux de trésorerie disponibles¹⁾	7 497	13 114	5 702
Redistribution aux actionnaires⁵⁾	4 982	7 731	3 854
État de la situation financière (aux 31 décembre)			
Total de l'actif	88 539	84 618	83 739
Dette nette ¹⁾	13 678	13 639	16 149
Total du passif à long terme ⁶⁾	35 663	32 382	36 726

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) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 255 M\$ en 2023, de 168 M\$ en 2022 et de 144 M\$ en 2021.

4) Ne tiennent pas compte des dépenses en immobilisations liées aux actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 M\$ en 2023 et de 133 M\$ en 2022.

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

6) 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	2023	2022	2021
Volumes de production			
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	487,0	480,0	468,6
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	202,6	185,2	175,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	689,6	665,2	644,2
Exploration et production (kbep/j)	56,1	78,0	87,5
Total de la production en amont (kbep/j)	745,7	743,2	731,7
Prix de vente moyen obtenu¹⁾²⁾ (\$/bep)			
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	99,40	118,88	77,73
Bitume non valorisé	67,97	84,63	53,80
Prix moyen du pétrole brut	90,27	109,57	70,96
Exploration et production – Canada	107,62	128,07	84,70
Exploration et production – International ³⁾	109,00	126,61	82,16
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	420,7	433,2	415,5
Taux d'utilisation des raffineries⁴⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	96	93	91
Ouest de l'Amérique du Nord	85	93	87
Total	90	93	89
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS¹⁾ (\$/b)	45,00	55,85	36,85
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS¹⁾ (\$/b)	47,00	54,45	30,90

- 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)	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat¹⁾			
Sables pétrolifères	6 811	5 633	2 825
Exploration et production	1 691	3 221	1 791
Raffinage et commercialisation	3 383	5 694	2 867
Siège social et éliminations	(1 296)	(2 232)	(1 913)
Charge d'impôt sur le résultat	(2 294)	(3 239)	(1 451)
Bénéfice net	8 295	9 077	4 119
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾²⁾			
Sables pétrolifères	5 967	9 042	2 829
Exploration et production	1 084	2 494	1 343
Raffinage et commercialisation	3 367	5 687	2 857
Siège social et éliminations	(1 349)	(1 503)	(1 778)
Charge d'impôt sur le résultat inclus dans le résultat d'exploitation ajusté	(2 392)	(4 154)	(1 446)
Total	6 677	11 566	3 805
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés¹⁾²⁾			
Sables pétrolifères	10 725	13 831	7 575
Exploration et production	1 612	3 178	1 951
Raffinage et commercialisation	4 268	6 561	3 831
Siège social et éliminations	(1 546)	(1 240)	(1 705)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(1 734)	(4 229)	(1 395)
Total	13 325	18 101	10 257
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(981)	(2 421)	1 507
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	12 344	15 680	11 764

1) En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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.

2. Aperçu de Suncor

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, au Canada. Les activités de Suncor comprennent la mise en valeur, la production et la valorisation du secteur Sables pétrolifères; la production pétrolière extracôtière; le raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis et les réseaux de vente au détail et en gros de Petro-Canada^{MC} (notamment la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques d'un océan à l'autre). Suncor met en valeur des ressources pétrolières tout en favorisant la transition vers un avenir à faibles émissions grâce à des investissements dans l'électricité et les carburants renouvelables. Suncor exerce également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») et de la Bourse de New York (la « NYSE »).

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, tout en offrant des rendements concurrentiels et durables 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 misant sur les principes fondamentaux que sont la sécurité, l'intégrité opérationnelle, la fiabilité et la rentabilité** – Suncor vise à réaliser une performance parmi les meilleures du secteur au chapitre de la sécurité, de l'environnement et de la fiabilité 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. La Société vise à mettre de l'avant ses priorités et objectifs afin de s'assurer d'être une entreprise rentable et performante dès aujourd'hui et dans l'avenir.
- **Promouvoir la résilience financière en réduisant structurellement les coûts** – Suncor axe ses efforts sur la réduction des coûts, l'amélioration des marges sur les produits et la rigueur au chapitre des dépenses à l'échelle de la Société afin de soutenir la vigueur et la flexibilité financières.
- **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 optimise sa rentabilité à chacune des étapes de la chaîne de valeur grâce à l'intégration hors du commun de ses actifs, notamment en tirant parti de l'interconnectivité de ses actifs du secteur Sables pétrolifères afin de prioriser la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée et de hausser davantage les marges grâce à ses nombreux actifs intermédiaires et actifs en aval, qui sont structurellement avantagés.
- **Procéder à la décarbonation des activités de base tout en maintenant la compétitivité et en saisissant de nouvelles occasions de devenir une entreprise à zéro émission de gaz à effet de serre (GES) provenant de ses activités d'ici 2050** – 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 et les carburants renouvelables.

La réalisation de la stratégie et des grandes priorités de Suncor devrait entraîner une croissance des flux de trésorerie disponibles par action et permettre à la Société d'offrir des rendements de premier ordre aux actionnaires grâce à l'effet combiné de l'appréciation du cours de l'action, de la croissance du dividende et des rachats d'actions.

Faits saillants de 2023

La Société a réalisé sa meilleure performance globale en matière de sécurité des employés et des sous-traitants de son histoire.

- En 2023, Suncor a obtenu le meilleur rendement général de son histoire en matière de sécurité des employés et des entrepreneurs, sans la moindre blessure mettant la vie en péril ou changeant le cours d'une vie. D'un exercice à l'autre, les blessures entraînant un arrêt de travail ont reculé de 50 %.
- Dans le cadre de son engagement à dégager un rendement en matière de sécurité parmi les meilleurs du secteur, Suncor a déployé avec succès une technologie de sensibilisation aux collisions et une solution de gestion de la fatigue dans le but de prévenir les accidents impliquant du matériel mobile. Au total, plus de 1 000 appareils mobiles de son parc d'équipement minier ont été dotés de ces technologies. Suncor est le premier exploitant de sables pétrolifères à déployer ces technologies à grande échelle.

Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹⁾ de 13,3 G\$, soit le deuxième plus haut niveau, ce qui reflète la force de son modèle d'affaires intégré.

- En 2023, Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés de 13,325 G\$, ou 10,19 \$ par action ordinaire, en comparaison de 18,101 G\$, ou 13,05 \$ 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 12,344 G\$, ou 9,44 \$ par action, en 2023, en comparaison de 15,680 G\$, ou 11,30 \$ par action ordinaire, pour l'exercice précédent. Cette baisse découle principalement de la conjoncture économique difficile au cours de l'exercice à l'étude.
- En 2023, Suncor a généré son deuxième plus élevé bénéfice d'exploitation ajusté¹⁾ annuel, soit de 6,677 G\$, ou 5,10 \$ par action ordinaire, en comparaison de 11,566 G\$, ou 8,34 \$ par action ordinaire, pour l'exercice précédent. Le bénéfice net de 8,295 G\$ inscrit en 2023, soit 6,34 \$ par action ordinaire, est également le deuxième plus élevé de l'histoire de la Société, comparativement à 9,077 G\$, soit 6,54 \$ par action ordinaire, en 2022.

En 2023, la Société a redistribué à ses actionnaires 5,0 G\$, ce qui comprend une hausse du dividende trimestriel d'environ 5 % au quatrième trimestre.

- En 2023, Suncor a redistribué un montant de 5,0 G\$ aux actionnaires, qui comprend 2,8 G\$ en dividendes versés et 2,2 G\$ en rachats d'actions. En 2023, la Société a racheté 52,0 millions d'actions ordinaires au prix moyen de 42,96 \$ l'action ordinaire, soit 3,9 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2022.
- La Société a haussé son dividende par action pour le porter à 0,545 \$ par action au quatrième trimestre de 2023, ce qui représente une hausse d'environ 5 % par rapport au dividende du trimestre précédent.

La Société a misé sur ses actifs de base pour créer de la valeur.

- Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a mené à terme la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut de 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit à la vente de 302 M\$.
- Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a finalisé la vente de son portefeuille du secteur E&P au Royaume-Uni pour un produit brut de 1,1 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit sur la vente de 607 M\$.
- En 2023, la Société a mené à bien deux transactions distinctes qui lui ont permis d'acquérir la participation directe restante de 45,89 % dans Fort Hills pour une contrepartie de 2,2 G\$. Suncor est donc aujourd'hui

l'unique propriétaire de Fort Hills. Grâce à ces transactions, la Société a progressé dans l'exécution de sa stratégie d'approvisionnement en bitume à long terme et ajouté au total 89 000 b/j de capacité de production de bitume de haute qualité à son portefeuille.

Le secteur Sables pétrolifères a dégagé une production annuelle record, dont la production la plus élevée jamais enregistrée à Syncrude et Firebag.

- Le secteur Sables pétrolifères de Suncor a enregistré une production record de 689 600 b/j en 2023, comparativement à 665 200 b/j en 2022, ce qui rend compte de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills. La production du secteur Sables pétrolifères comprend également une production record issue de Syncrude et de Firebag.

Le secteur Sables pétrolifères a dégagé sa meilleure utilisation combinée des installations de valorisation jamais enregistrée, soit de 92 %, en hausse de 3 % par rapport au record précédent.

- La Société a tiré parti de la connectivité de ses actifs régionaux pour maximiser l'utilisation des installations de valorisation, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 92 % en 2023, comparativement à 89 % pour l'exercice précédent.

Redémarrage sécuritaire de la production de l'unité Terra Nova.

- Le navire de production, de stockage et de déchargement Terra Nova a redémarré la production en toute sécurité au quatrième trimestre de 2023, et sa production devrait continuer de s'accroître au début de 2024. Le redémarrage de la production de cet important actif extracôtier devrait procurer une valeur à long terme aux actionnaires ainsi que de nombreux avantages aux économies de Terre-Neuve-et-Labrador et du Canada.

Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a continué de dégager des résultats solides, la Société se concentrant sur le renforcement de ses activités intégrées du secteur R&M et sur l'accroissement de la valeur à long terme pour les actionnaires.

- Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 420 700 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 90 %, ce qui comprend des taux d'utilisation de 99 % au cours du deuxième semestre de l'exercice, comparativement à 433 200 b/j et à 93 % pour l'exercice précédent.
- La Société a conclu une entente de copropriété avec North Atlantic, un important exploitant de stations-service et de dépanneurs dans le Canada atlantique, afin de combiner les réseaux de vente au détail de carburant. Le réseau regroupé compte 110 emplacements et

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.

comprendra le repositionnement de marque de certains emplacements de North Atlantic à la marque Petro-Canada^{MC}.

- Petro-Canada^{MC} et La Société Canadian Tire ont annoncé un nouveau partenariat qui entraînera le repositionnement de marque de plus de 200 emplacements de vente au détail de carburant de La Société Canadian Tire à la marque Petro-Canada^{MC}, ce qui augmentera la présence de la marque de Petro-Canada partout au pays et combinera les programmes de fidélisation emblématiques des deux marques, créant ainsi une valeur ajoutée pour des millions de membres fidèles. Suncor deviendra également le principal fournisseur de carburant pour le réseau de vente au détail de carburant de La Société Canadian Tire.

La Société a poursuivi la décarbonation de ses activités tout en maintenant sa compétitivité.

- Afin de contribuer à l'atteinte de son objectif consistant à devenir une entreprise à zéro émission de GES provenant

de ses activités d'ici 2050, la Société a continué de collaborer avec des pairs du secteur dans le cadre de l'Alliance nouvelles voies, avec les gouvernements fédéral et provinciaux ainsi qu'avec d'autres parties prenantes dans le but de mettre en place des installations à grande échelle de captage et de stockage du carbone pour le secteur des sables pétrolifères canadiens. En 2023, l'Alliance nouvelles voies a obtenu des titres d'exploration du gouvernement de l'Alberta pour son projet de captage et de stockage du carbone proposé, qui devrait permettre de stocker de manière sécuritaire et permanente le CO₂ capté dans plus de 20 installations de sables pétrolifères situées dans le nord de l'Alberta.

- La Société a continué de faire avancer d'autres projets visant la décarbonation de ses activités existantes liées aux hydrocarbures, notamment en faisant progresser la construction de la nouvelle centrale de cogénération destinée à remplacer les chaudières à coke de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

3. Information financière

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net de 8,295 G\$ en 2023, en comparaison de 9,077 G\$ en 2022. Le résultat net reflète l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté mentionnés ci-dessous. Les autres facteurs ayant influé sur le bénéfice net de 2023 et de 2022 comprennent ceux décrits ci-après.

- 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 184 M\$ en 2023, en comparaison d'une perte de 729 M\$ en 2022.
- La Société a comptabilisé, au poste « Autres produits », une perte latente sur les activités de gestion des risques de 12 M\$ en 2023, en comparaison de 5 M\$ en 2022.
- En 2023, Suncor a comptabilisé un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille du secteur E&P au Royaume-Uni et un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires dans le secteur Siège social et éliminations. 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 Hills, dans le cadre de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »). En 2022, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de sa quote-part des actifs en Norvège.
- En 2023, la Société a inscrit des charges de décomptabilisation hors trésorerie de 253 M\$ liées à ses biens en cours d'aménagement de Meadow Creek, dans le secteur des Sables pétrolifères, et une perte de valeur hors trésorerie de 158 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social et éliminations. En 2022, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills. Toujours en 2022, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 715 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose et une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège.
- 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.
- En 2022, la Société a comptabilisé, dans les autres produits du secteur E&P, un produit d'assurance de 147 M\$ au titre de dommages matériels aux actifs de la Société en Libye.
- En 2023, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt sur le résultat de 98 M\$ lié aux éléments mentionnés ci-dessus, comparativement à 915 M\$ en 2022.

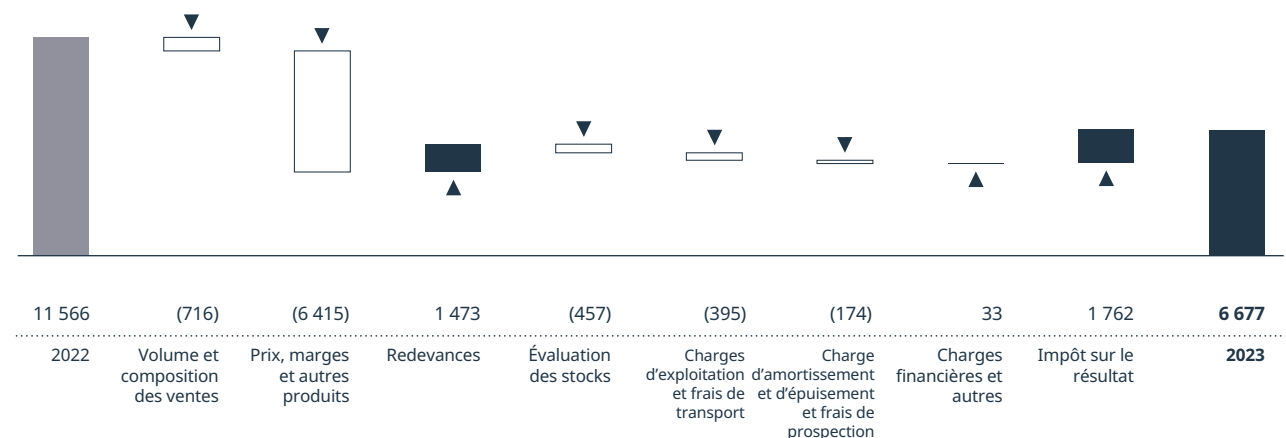
Résultat d'exploitation ajusté

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté consolidé¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023	2022	2021
Résultat net	8 295	9 077	4 119
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(184)	729	(113)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	12	5	(6)
(Profit) perte sur cessions et acquisitions importantes ²⁾	(2 034)	65	(227)
Dépréciation d'actifs (reprise) et décomptabilisation ³⁾	411	2 752	(221)
Charge de restructuration ⁴⁾	275	—	168
Comptabilisation d'un produit d'assurance	—	(147)	—
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	—	80
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(98)	(915)	5
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾	6 677	11 566	3 805

- Mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés avant impôt et ajustés pour tenir compte de l'impôt sur le résultat présenté au poste « (Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté ». Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.
- En 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, un profit de 227 M\$ avant impôt sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.
- En 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de la décision de lancer le projet visant à prolonger sa durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- En 2021, la Société a inscrit une charge de restructuration de 168 M\$ liée à la réduction des effectifs dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations.
- En 2021, la Société a comptabilisé, dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations, une perte de 80 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté (en millions de dollars)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 6,677 G\$ en 2023, en comparaison de 11,566 G\$ pour l'exercice précédent. La baisse du résultat d'exploitation ajusté en 2023 découle essentiellement de la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés par rapport à l'exercice précédent, attribuable à la conjoncture économique difficile au cours de l'exercice à l'étude, et de la baisse des volumes de ventes du secteur E&P en 2023 découlant des cessions d'actifs à l'étranger, facteurs partiellement contrebalancés par la baisse de l'impôt sur le résultat et des redevances ainsi que par la hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétroliers. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également l'incidence défavorable de la baisse des cours de référence en 2023 comparativement à une hausse en 2022, ce qui a donné lieu à une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), en partie contrebalancée par la réalisation d'un profit intersectoriel en 2023, comparativement à un profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, lequel a été partiellement contrebalancé par le report d'un profit intersectoriel en 2022.

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 13,325 G\$ en 2023, en comparaison de 18,101 G\$ en 2022, et ils reflètent essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés en 2023 ont également subi l'incidence d'un avantage fiscal non récurrent d'environ 880 M\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada et d'une charge de restructuration de 275 M\$ liée à la réduction des effectifs de la Société. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés en 2022 reflètent également l'incidence de la comptabilisation d'un produit d'assurance de 147 M\$ au titre de dommages matériels aux actifs de la Société en Libye.

Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 12,344 G\$ en 2023, en comparaison de 15,680 G\$ en 2022. En plus des facteurs dont il est question ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une diminution importante des sorties liées au fonds de roulement au cours de l'exercice à l'étude comparativement à l'exercice précédent. La sortie de

trésorerie en 2023 découle principalement de la forte baisse de l'impôt sur le résultat à payer et du recul des dettes fournisseurs et charges à payer, en partie contrebalancés par la baisse des soldes des créances attribuable à la diminution des cours des marchandises qui a été observée en 2023.

Comparaison des résultats de 2022 avec ceux de 2021

Le résultat d'exploitation ajusté consolidé de Suncor s'est accru pour atteindre 11,566 G\$ en 2022, en comparaison de 3,805 G\$ pour l'exercice précédent. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté en 2022 découle essentiellement des prix considérablement plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés par rapport à l'exercice précédent, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial, et de l'augmentation globale de la production de brut et du débit de traitement des raffineries en 2022. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la hausse de l'impôt sur le résultat liée à l'augmentation du bénéfice, par l'accroissement des redevances découlant de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, ainsi que par des charges d'exploitation et des frais de transport plus élevés. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également une hausse plus faible des cours de référence en 2022 qu'à l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par une variation nette défavorable de la valeur des stocks de 742 M\$ au titre des coûts des charges d'alimentation en brut.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 18,101 G\$ en 2022, en comparaison de 10,257 G\$ en 2021, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont élevés à 15,680 G\$ en 2022, en comparaison de 11,764 G\$ en 2021. En plus des facteurs mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie prise en compte dans le fonds de roulement en 2022, comparativement à une entrée de trésorerie au cours de l'exercice précédent. La sortie de trésorerie en 2022 est principalement attribuable à une augmentation des créances et des soldes des stocks liée à la hausse des prix des marchandises et des prix obtenus pour le pétrole brut en 2022, partiellement contrebalancée par une augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer.

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	2023	2022	2021
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	77,60	94,25	67,95
Pétrole brut Brent daté (\$ US/b)	82,60	101,20	70,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	25,35	15,50	6,85
MSW à Edmonton (\$ CA/b)	100,45	120,10	80,30
WCS à Hardisty (\$ US/b)	59,00	75,95	54,90
Écart léger/lourd entre le WTI et le WCS (\$ US/b)	(18,60)	(18,30)	(13,05)
Prime (écart) pétrole synthétique/WTI (\$ US/b)	2,00	4,45	(1,65)
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	76,60	93,75	68,25
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/GJ)	2,50	5,10	3,45
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$ CA/MWh)	133,65	162,45	101,95
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	34,40	47,00	19,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	26,15	38,10	17,75
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	40,00	51,35	23,15
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	32,20	40,40	18,00
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis (\$ US/b)	7,00	7,75	6,80
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾ (\$ US/b)	36,60	45,30	26,55
Taux de change (moyen) (\$ US/\$ CA)	0,74	0,77	0,80
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,76	0,74	0,79

- 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.

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent la baisse du prix du WTI à Cushing en 2023, qui s'est établi à 77,60 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 94,25 \$ US/b à l'exercice précédent, et ils rendent compte également du recul des primes entre le prix du SYN et le prix du WTI.

Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty. Le prix de notre pétrole brut synthétique sulfureux peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a diminué pour s'établir à 100,45 \$/b en 2023, alors qu'il était de 120,10 \$/b en 2022, tandis que le cours

du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 59,00 \$ US/b en 2023, alors qu'il était de 75,95 \$ US/b en 2022.

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

La Société met à profit ses activités commerciales et son réseau logistique pour optimiser la capacité de stockage de son infrastructure médiane sur la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui se reflète dans les prix qu'elle obtient pour le bitume et le pétrole brut synthétique sulfureux. Les prix du bitume ont subi l'incidence défavorable de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd en 2023 par rapport à 2022.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant des actifs des secteurs E&P Canada et E&P International est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a diminué pour s'établir à 82,60 \$ US/b en 2023, en comparaison de 101,20 \$ US/b en 2022.

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 2-1-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats. Les marges de craquage du marché sont établies en fonction des contrats cotés à un mois pour le WTI et les prix au comptant de l'essence et du diesel et ne reflètent pas nécessairement les marges obtenues dans une raffinerie donnée. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation obtenues par Suncor sont influencées par 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 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 les marges brutes de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, 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 à 5,00 \$ US/b pour le deuxième et le troisième trimestre. Il rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société respectivement pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur du pétrole brut tient compte des cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le bénéfice réel est établi, conformément aux IFRS, d'après la méthode PEPS, selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où les produits sont vendus à un tiers. En règle générale, les pertes liées à la méthode PEPS rendent compte d'une diminution des prix du pétrole brut et des produits finis, alors que les profits liés à cette méthode rendent compte d'une hausse des prix du pétrole brut et des produits finis. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société

sont également présentées selon la méthode 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 diminué en 2023 par rapport à 2022, en raison principalement de l'accroissement des stocks qui a résulté de l'augmentation des cycles de raffinage à l'échelle mondiale et du fléchissement de la demande. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 36,60 \$ US/b en 2023, contre 45,30 \$ US/b en 2022, ce qui rend compte de la diminution des marges de craquage de référence.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,50 \$ le GJ en 2023, en baisse comparativement à 5,10 \$ le GJ 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, qui s'est établi en moyenne à 133,65 \$/MWh en 2023, a diminué par rapport à celui de 162,45 \$/MWh enregistré à l'exercice précédent.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières 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. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. En 2023, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,74 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,77 \$ US pour un dollar canadien en 2022. Cette baisse du dollar canadien par rapport au dollar américain a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société en 2023 par rapport à ceux obtenus en 2022.

De plus, certains actifs et passifs de Suncor, notamment environ 55 % 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. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains. Au 31 décembre 2023, le dollar canadien s'était apprécié par rapport au dollar américain, le taux de change à la clôture de la période ayant atteint 0,76 \$ US pour un

dollar canadien, contre 0,74 \$ US pour un dollar canadien à la clôture de l'exercice précédent. Cette hausse du taux de change a eu un effet positif sur les soldes de la dette de la Société au 31 décembre 2023 par rapport au 31 décembre 2022.

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 2023 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Incidence sur le résultat net de 2023	Incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾ de 2023
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	180	180
Gaz naturel +1,00 \$ CA/GJ ⁴⁾	(160)	(160)
Marges de craquage 2-1-1 +1,00 \$ US/b	140	140
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation ⁵⁾	(200)	(200)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +0,01 \$ US/\$ CA	120	—

- 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, dont il n'est pas tenu compte dans l'analyse de sensibilité ci-dessus.
- 5) Compte non tenu de l'incidence du change sur la dette libellée en dollars américains.

4. Résultats sectoriels et analyse

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. 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, 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 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.

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 du gaz naturel 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. Suncor détient également 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 et les actifs en Norvège, dont Suncor s'est dessaisie en 2023 et en 2022 respectivement.

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 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 d'une capacité de 137 kb/j située à Montréal (Québec) et d'une raffinerie d'une capacité de 85 kb/j située à Sarnia (Ontario); et les activités menées dans **l'ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie d'une capacité de 146 kb/j située à Edmonton (Alberta) et d'une raffinerie d'une capacité de 98 kb/j située à Commerce City (Colorado). Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement comprennent des participations dans des installations pétrochimiques et dans une usine de récupération du soufre situées à Montréal (Québec), dans des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis, et dans 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.
- La Société entend poursuivre la construction d'une centrale de cogénération visant à remplacer les chaudières à coke de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. Cette centrale devrait entrer en service vers la fin de 2024 et garantir la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation en réduisant les coûts et en diminuant considérablement les émissions de carbone. La centrale de cogénération est également censée produire de l'électricité à plus faible intensité carbonique pour le réseau électrique de l'Alberta.
- En 2024, la Société prévoit poursuivre le projet de remplacement de la chambre de cokéfaction à l'usine de valorisation 1, qui devrait être mise en service à la fin de 2025. Ce projet devrait prolonger la durée de vie de l'usine d'environ 30 ans et réduire les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations qui seront engagées à l'égard de l'usine.

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 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.
- En 2024, la Société prévoit continuer de faire avancer le projet d'extension ouest de Mildred Lake mené à Syncrude, qui devrait permettre de maintenir les niveaux de production actuels de Syncrude en prolongeant la durée de vie de sa mine nord par le recours aux installations d'extraction et de valorisation existantes. L'entrée en production du projet est prévue pour la fin de 2025.
- En 2024, la Société en sera à la deuxième année de son plan triennal d'amélioration de la mine à Fort Hills, tout en devançant une série de travaux de mise en valeur de la mine par rapport aux calendriers précédents. Ces travaux nécessiteront l'ouverture de deux sections dans la fosse Nord au lieu d'une seule, comme il était prévu initialement. Une fois le plan triennal d'amélioration de la mine achevé, des initiatives visant l'optimisation de la valeur seront mises en œuvre pour le reste de la durée de vie de la mine.
- La Société continuera à tirer parti de ses actifs régionaux intégrés pour générer une valeur ajoutée en maximisant l'utilisation des installations de valorisation, notamment en procédant à des transferts d'actifs internes sur les pipelines d'interconnexion et en acheminant des quantités plus importantes de bitume de Fort Hills vers l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.
- La Société poursuivra ses efforts de décarbonation de ses activités dans le secteur Sables pétrolifères, en maintenant entre autres sa participation à l'Alliance nouvelles voies. L'Alliance compte déposer les demandes réglementaires requises pour la réalisation de son projet proposé de réseau de captage et de stockage du carbone en 2024.

Sables pétrolifères

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

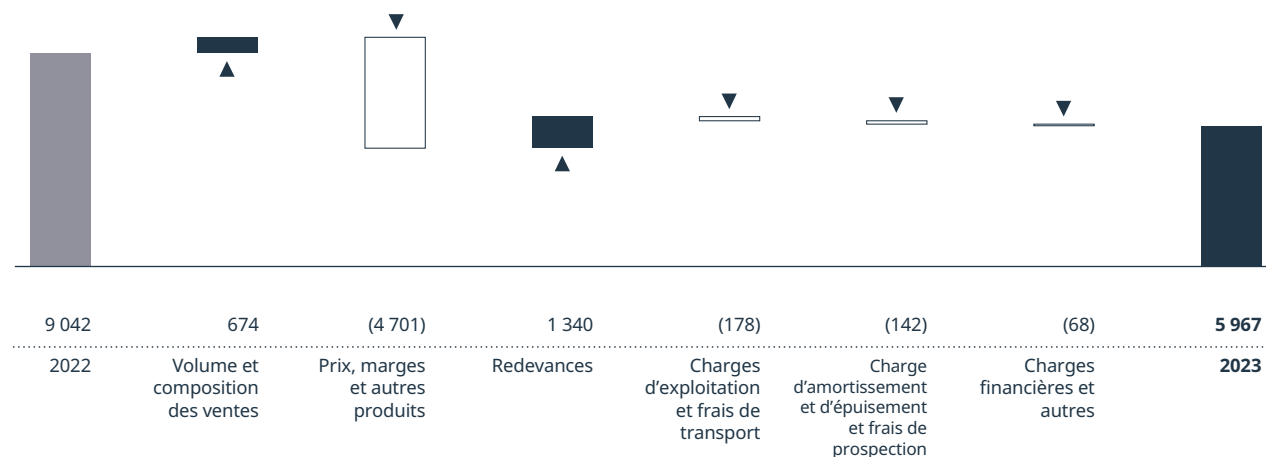
- À l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, la Société prévoit poursuivre le déploiement de camions de transport autonomes à sa mine Millennium et s'attend à utiliser, d'ici la fin de 2024, 91 camions de transport autonomes dans le cadre de ses activités. Les camions de transport autonomes offrent un certain nombre d'avantages par rapport aux camions actuels dotés de personnel, notamment une sécurité accrue et une meilleure performance environnementale et opérationnelle.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023	2022	2021
Produits d'exploitation	26 035	30 431	19 920
Moins les redevances	(2 623)	(3 963)	(1 523)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	23 412	26 468	18 397
Bénéfice avant impôt sur le résultat ¹⁾	6 811	5 633	2 825
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Perte latente sur les activités de gestion des risques	28	12	4
Profit sur acquisition importante	(1 125)	—	—
Décomptabilisation et dépréciation d'actifs	253	3 397	—
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾²⁾	5 967	9 042	2 829
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾²⁾	10 725	13 831	7 575
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	6 629	10 291	4 407

- En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.
- 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⁾



- 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 2023, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 5,967 G\$, en comparaison de 9,042 G\$ en 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut par rapport à l'exercice précédent, en partie contrebalancée par la baisse des redevances liée à la diminution des cours de référence du brut et la hausse des volumes de ventes.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 6,811 G\$ en 2023, en comparaison de 5,633 G\$ en 2022. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat en 2023 tient compte d'un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ comptabilisé à la suite de l'acquisition de TotalEnergies Canada ainsi que de charges de

décomptabilisation hors trésorerie de 253 M\$ liées aux biens en cours d'aménagement de la Société à Meadow Creek. Le bénéfice avant impôt sur le résultat en 2022 reflète une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ comptabilisée par la Société à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills. En outre, le bénéfice des deux périodes reflète l'incidence de pertes latentes sur les activités de gestion des risques.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 10,725 G\$ en 2023, en comparaison de 13,831 G\$ en 2022, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

Volumes de production¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2023	2022	2021
Total de la production de bitume du secteur Sables pétroliers	819,8	790,5	770,3
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ²⁾	505,8	493,7	483,5
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ³⁾⁴⁾	(18,8)	(13,7)	(14,9)
Production de produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	487,0	480,0	468,6
Production de bitume	231,5	191,9	178,8
Transferts internes de bitume ⁵⁾⁶⁾	(28,9)	(6,7)	(3,2)
Production de bitume non valorisé	202,6	185,2	175,6
Total de la production du secteur Sables pétroliers	689,6	665,2	644,2

- La production de bitume de l'usine de base du secteur Sables pétroliers est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* et de Fort Hills est soit valorisée, soit vendue sous forme de bitume, le rendement du pétrole brut synthétique et du diesel représentant environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. Pratiquement tout le bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- Les taux d'utilisation des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.
- Le secteur Sables pétroliers et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières. En outre, Fort Hills et Syncrude utilisent le diesel produit à l'interne par l'usine de base du secteur Sables pétroliers. En 2023, les volumes de production du secteur Sables pétroliers comprennent 11 400 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 6 900 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétroliers, 3 200 b/j par Fort Hills et 1 300 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 700 b/j de diesel consommés à l'interne.
- Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétroliers et celles de Syncrude sont compris dans les volumes de production de pétrole brut synthétique et de diesel. En 2023, la production du secteur Sables pétroliers comprenait le transport de 4 700 b/j de pétrole brut synthétique vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor.
- Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétroliers et celles de Syncrude sont compris dans les volumes de production de bitume. En 2023, la production du secteur Sables pétroliers comprenait le transport de 8 600 b/j de bitume vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport de 1 700 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétroliers.
- Les volumes de production de bitume tiennent compte des transferts internes de la charge d'alimentation effectués à partir de Fort Hills jusqu'aux installations du secteur Sables pétroliers. En 2023, un volume de 18 600 b/j de bitume provenant des volumes produits à Fort Hills a été transféré vers l'usine de base du secteur Sables pétroliers.

La production totale de bitume du secteur Sables pétroliers a augmenté en 2023 par rapport à celle de 2022, ce qui s'explique principalement par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la production record de bitume à Firebag.

La production nette de pétrole brut synthétique a atteint un niveau record de 487 000 b/j en 2023, contre 480 000 b/j en 2022. En 2023, la Société a atteint un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 92 %, comparativement à 89 % pour l'exercice précédent, le taux d'utilisation des deux périodes reflétant l'incidence favorable de la connectivité des actifs régionaux de Suncor.

La production de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 202 600 b/j en 2023, en comparaison de 185 200 b/j pour l'exercice précédent. La production accrue de bitume provenant des installations *in situ* et de Fort Hills distribuée sur le marché en 2023 s'explique par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et par la forte production *in situ*, partiellement contrebalancées par l'augmentation des transferts internes attribuable à la plus grande disponibilité des installations de valorisation au cours de la période à l'étude.

Volumes de ventes

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2023	2022	2021
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	486,6	482,6	465,7
Bitume non valorisé	199,4	180,7	183,8
Total	686,0	663,3	649,5

Les volumes de ventes de pétrole brut synthétique et de diesel ont augmenté pour s'établir à 486 600 b/j en 2023, en comparaison de 482 600 b/j en 2022, ce qui rend compte de la hausse de la production, partiellement contrebalancée par un prélèvement sur les stocks au cours de l'exercice précédent.

Les volumes de ventes de bitume non valorisé se sont établis à 199 400 b/j en 2023, en comparaison de 180 700 b/j pour l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'accroissement de la production.

Prix obtenus¹⁾

Exercices clos les 31 décembre Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (\$/b)	2023	2022	2021
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	99,40	118,88	77,73
Bitume non valorisé	67,97	84,63	53,80
Prix moyen du pétrole brut	90,27	109,57	70,96
Prix moyen du pétrole brut, par rapport au WTI	(14,44)	(13,02)	(14,20)

- 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 2023, les prix obtenus par le secteur Sables pétroliers ont diminué par rapport à ceux de 2022, ce qui reflète la baisse des cours de référence du pétrole brut, l'incidence du rétrécissement des écarts entre le prix du SYN et le prix du WTI et l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd en 2023, facteurs en partie contrebalancés par la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué en 2023 par rapport à 2022, en raison essentiellement de la diminution des cours de référence du brut et des prix obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancée par l'accroissement des volumes de production de bitume.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères a augmenté en 2023 par rapport à celui inscrit en 2022, en raison surtout de l'augmentation des charges d'exploitation liées aux participations directes supplémentaires de la Société dans Fort Hills, qui a été acquise aux premier et quatrième trimestres de 2023, de la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance, de l'intensification des activités minières et des pressions inflationnistes, facteurs en partie contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel et la diminution des coûts des autres marchandises. Se reporter à la rubrique « Charges d'exploitation décaissées » ci-dessous pour obtenir plus de précisions sur les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actifs.

La charge d'amortissement et d'épuisement, ajustée pour tenir compte des décomptabilisations et des dépréciations d'actifs, a été plus élevée en 2023 qu'en 2022, du fait surtout de l'augmentation de l'amortissement lié aux actifs au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société et de l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills, en partie contrebalancées par le montant moins important décomptabilisé au titre des immobilisations corporelles au cours de l'exercice à l'étude.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres, qui comprend les autres produits, ajusté pour tenir compte d'un profit hors trésorerie sur acquisition de 1,125 G\$, a augmenté en 2023 par rapport à 2022. L'augmentation découle essentiellement de la hausse de la charge de désactualisation découlant des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations et de l'augmentation des intérêts sur les contrats de location attribuable aux contrats de location nets pris en charge dans le cadre des acquisitions de Fort Hills et conclus en 2023, partiellement contrebalancées par le renversement, en 2023, d'une provision liée à l'accord conclu par la Société avec une entreprise tierce de transformation de sous-produits.

Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	9 329	9 152	8 056
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	5 174	5 429	4 840
Coûts non liés à la production ³⁾	(35)	(302)	(317)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(388)	(586)	(366)

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (en millions de dollars)	4 751	4 541	4 157
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	438,3	415,7	439,2
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	29,70	29,95	25,90
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	1 607	1 146	882
Coûts non liés à la production ³⁾	(220)	(161)	(81)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(52)	(53)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (en millions de dollars)	1 335	932	764
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	106,4	85,1	50,7
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	34,40	30,00	41,35
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	2 837	2 840	2 449
Coûts non liés à la production ³⁾	(202)	(337)	(214)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(24)	(31)	(20)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (en millions de dollars)	2 611	2 472	2 215
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	192,6	184,8	172,4
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	37,15	36,65	35,20

- En 2022, la Société a revu la présentation de son rapprochement des charges d'exploitation décaissées, afin de présenter les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères sur une base consolidée et de refléter : i) l'incidence des variations des niveaux et des évaluations des stocks, de sorte que la Société soit en mesure de présenter des informations sur les coûts en fonction des volumes de production; et ii) les ajustements au titre des ventes internes de diesel entre les actifs. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement, sans que cela n'ait d'incidence sur le total des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills ou de Syncrude ou sur les charges d'exploitation décaissées par baril. En 2023, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux comprennent des variations des stocks et des transferts internes de (289) M\$. En 2022, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (263) M\$. En 2021, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (115) M\$.
- 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 29,70 \$ en 2023, en comparaison de 29,95 \$ en 2022, ce qui s'explique surtout par la baisse des prix du gaz naturel et l'accroissement de la production, en partie contrebalancés par la plus grande proportion de bitume des installations de Fort Hills qui a été acheminée et valorisée à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, par la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance et par la diminution des produits liés à l'énergie excédentaire qui a résulté de la baisse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills se sont établies en moyenne à 34,40 \$ en 2023, en comparaison de 30,00 \$ en 2022, l'augmentation étant surtout attribuable à l'intensification des activités minières découlant de la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine et à la baisse des volumes de production brute, en partie contrebalancées par les prix du gaz naturel moins élevés et la diminution des coûts des autres marchandises.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude se sont établies en moyenne à 37,15 \$ en 2023, en comparaison de 36,65 \$ en 2022, l'augmentation étant principalement attribuable à la plus grande proportion de volumes qui ont été transférés depuis l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et les installations *in situ*, ainsi qu'à l'intensification des activités minières, facteurs en partie contrebalancés par les volumes de production plus élevés.

Perte de valeur d'actifs hors trésorerie

Au troisième trimestre de 2022, dans le cadre de la conclusion par la Société d'un accord visant l'acquisition de la participation de Teck Resources Limited dans Fort Hills et en raison des mises à jour du plan à long terme concernant Fort Hills, notamment les plans à l'égard des coûts de production et d'exploitation, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills.

Transactions sur actifs

Le 2 février 2023, la Société a mené à bien l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills

auprès de Teck Resources Limited pour une contrepartie de 712 M\$, ce qui a porté la participation directe de la Société à 68,76 %.

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

Travaux de maintenance planifiés

D'importants travaux de révision planifiés à Syncrude devraient commencer au premier trimestre de 2024 et s'achever au deuxième trimestre de 2024. D'importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères devraient commencer au deuxième trimestre de 2024, tandis que des travaux de maintenance annuels planifiés portant sur les installations de cokéfaction de l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères devraient commencer au troisième trimestre de 2024 et s'achever au quatrième trimestre de 2024. Des travaux de révision planifiés sont prévus à MacKay River au troisième trimestre de 2024. Des travaux de maintenance planifiés sont prévus à Fort Hills aux deuxième et quatrième trimestres de 2024. Les prévisions de la Société pour 2024 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

Exploration et production

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

- La Société continuera à se concentrer sur la mise en production en toute sécurité de Terra Nova au début de 2024. De plus, en 2024, Suncor poursuivra des activités de mise en valeur qui devraient prolonger la vie productive des champs existants, tels que des travaux de forage de mise en valeur à Hebron et à Hibernia.
- En 2024, la Société entend poursuivre ses investissements dans le projet visant à prolonger la durée du navire de production, de stockage et de déchargement (« NSPD ») SeaRose et le projet d'extension ouest de White Rose, qui devraient dégager de la valeur à long terme pour la Société en prolongeant la durée de production du champ. La production à White Rose devrait reprendre une fois que le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs du NSPD SeaRose aura été achevé. Le projet d'extension ouest de White Rose devrait commencer en 2026.

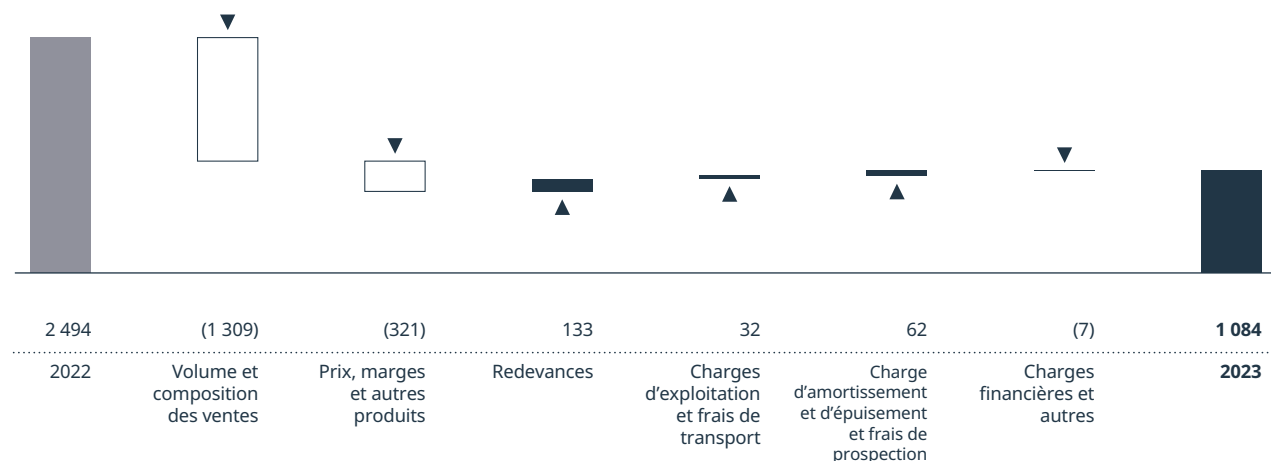
1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023	2022	2021
Produits d'exploitation ¹⁾	2 689	4 331	2 978
Moins les redevances ¹⁾	(491)	(608)	(478)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 198	3 723	2 500
Bénéfice avant impôt sur le résultat ²⁾	1 691	3 221	1 791
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
(Profit) perte sur cessions importantes ³⁾	(607)	65	(227)
Dépréciation d'actifs (reprise) ⁴⁾	—	(645)	(221)
Comptabilisation d'un produit d'assurance	—	(147)	—
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾⁵⁾	1 084	2 494	1 343
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾⁵⁾	1 612	3 178	1 951
Flux de trésorerie disponibles ⁵⁾	944	2 735	1 681

- La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe, qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société. Les produits de 2023 tiennent compte d'une majoration de 528 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 282 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 246 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de 2022 tiennent compte d'une majoration de 486 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 266 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 220 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de 2021 tiennent compte d'une majoration de 345 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 241 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 104 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.
- En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.
- En 2021, la Société a inscrit un profit de 227 M\$ sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.
- En 2021, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de la décision de lancer le projet visant à prolonger sa durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- 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⁾



- 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 1,084 G\$ en 2023, en comparaison de 2,494 G\$ pour l'exercice précédent. Cette diminution est attribuable à une baisse des volumes de ventes découlant des cessions d'actifs et à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la diminution des redevances.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 1,691 G\$ en 2023, en comparaison de 3,221 G\$ en 2022. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat de 2023 tient compte d'un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni, qui a été finalisée au cours du deuxième trimestre de 2023. Le bénéfice avant impôt sur le résultat de 2022 tient compte de la reprise d'une perte de valeur hors trésorerie de 715 M\$ comptabilisée à l'égard de la quote-part de la Société des actifs de White Rose, d'une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ comptabilisée à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège, de la comptabilisation d'un produit d'assurance de 147 M\$ au titre de dommages matériels à ses actifs situés en Libye, et d'une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de sa quote-part des actifs en Norvège.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 1,612 G\$ en 2023, en comparaison de 3,178 G\$ en 2022, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés de 2022 reflètent également l'incidence de la comptabilisation d'un produit d'assurance de 147 M\$ au titre de dommages matériels à ses actifs situés en Libye.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
E&P Canada (kb/j)	44,4	50,2	54,4
E&P International (kbep/j)	11,7	27,8	33,1
Production totale (kbep/j)	56,1	78,0	87,5
Volume des ventes total (kbep/j)	52,9	80,6	82,8

Les volumes de production du secteur E&P Canada se sont établis en moyenne à 44 400 b/j en 2023, en comparaison de 50 200 b/j à l'exercice précédent, la diminution s'expliquant principalement par les déclinés naturels. White Rose a été mis hors service à la fin du quatrième trimestre de 2023 afin d'amorcer le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs du NSPD SeaRose. La production à White Rose devrait reprendre une fois le projet achevé.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 11 700 bep/j en 2023, en comparaison de 27 800 bep/j en 2022, la baisse étant surtout attribuable à la cession du portefeuille d'actifs au Royaume-Uni de la Société au deuxième trimestre de 2023 et des actifs de la Société en Norvège au troisième trimestre de 2022.

Les volumes de ventes du secteur E&P se sont établis en moyenne à 52 900 bep/j en 2023, en comparaison de 80 600 bep/j à l'exercice précédent, ce qui reflète la baisse de la production, ainsi qu'une accumulation de stocks en 2023, comparativement à un prélèvement sur les stocks au cours de l'exercice précédent.

Prix obtenus¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances			
E&P Canada (\$/b)	107,62	128,07	84,70
E&P International ²⁾ (\$/bep)	109,00	126,61	82,16

- 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 en 2023 ont été moins élevés que ceux obtenus au cours de l'exercice précédent, ce qui reflète la baisse des cours de référence du pétrole brut Brent, en partie contrebalancée par l'affaiblissement des taux de change.

Redevances

Les redevances du secteur E&P en 2023, compte non tenu de l'incidence de la Libye, ont diminué par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus et des volumes de ventes.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport en 2023 ont diminué par rapport à ceux de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les cessions d'actifs du secteur E&P International, en partie contrebalancées par la diminution des coûts de démantèlement liés au projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection, compte non tenu de l'incidence des dépréciations d'actifs, a diminué en 2023 par rapport à celui inscrit à l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse des volumes de ventes et des cessions d'actifs du secteur E&P International.

Reprise de perte de valeur d'actifs hors trésorerie et comptabilisation de perte de valeur d'actifs hors trésorerie

Au deuxième trimestre de 2022, par suite de la décision de redémarrer le projet d'extension ouest de White Rose, la Société a comptabilisé une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 715 M\$ avant impôt à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose. Toujours au deuxième trimestre de 2022, en raison de la vente prévue de ses actifs en Norvège et de l'accord conclu ultérieurement pour cette vente, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ avant impôt à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège.

Transactions sur actifs

Au troisième trimestre de 2022, la Société a mené à bien la vente de ses actifs en Norvège pour un produit brut d'environ 430 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à la clôture, ce qui a donné lieu à une perte de 65 M\$, compte tenu de l'incidence du change.

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

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 2024.

maintenir sa position de leader en ce qui a trait à sa marque au sein du secteur et de générer davantage de valeur à long terme pour les actionnaires. En 2024, les investissements économiques devraient être axés sur les établissements détenus et contrôlés par la Société dans les emplacements et les marchés les plus rentables, tout en mettant l'accent sur les établissements non contrôlés par la Société dans les zones moins densément peuplées, en utilisant d'autres structures de propriété et des partenariats pour accroître l'empreinte de la marque.

- Suncor continuera à investir dans le maintien et l'amélioration de ses activités de raffinage dans le but d'accroître son efficacité et de continuer à mener des activités sécuritaires et fiables en aval, tout en maintenant une rentabilité parmi les meilleures du secteur.

Raffinage et commercialisation

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

- En 2024, la Société poursuivra l'amélioration de son réseau d'établissements de détail Petro-Canada^{MC} afin de

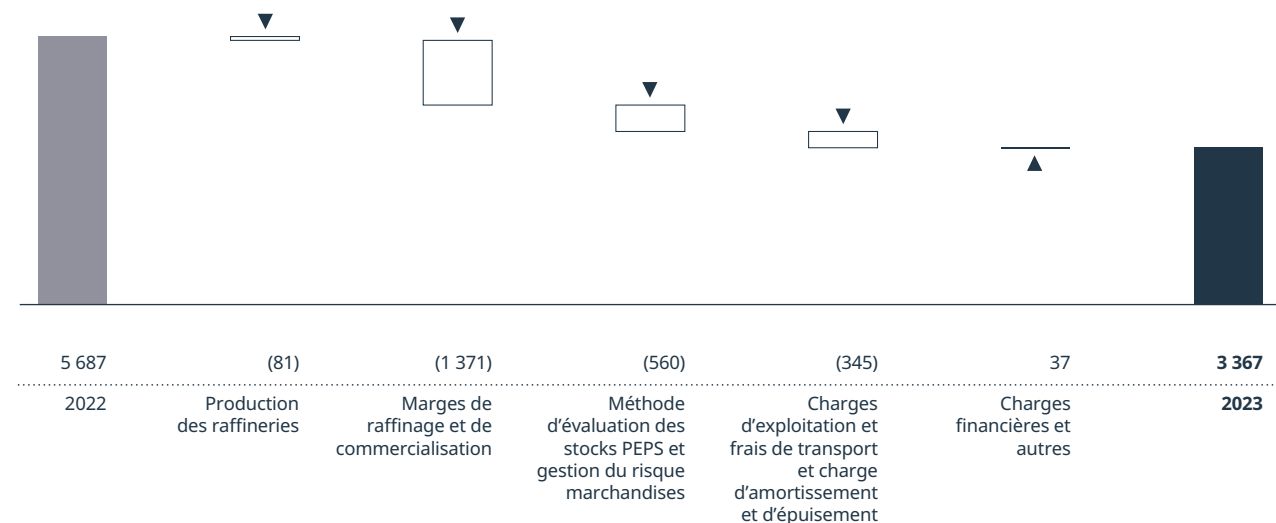
Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023	2022	2021
Produits d'exploitation	31 068	36 728	22 915
Bénéfice avant impôt sur le résultat ¹⁾	3 383	5 694	2 867
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Profit latent sur les activités de gestion des risques	(16)	(7)	(10)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾²⁾	3 367	5 687	2 857
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾²⁾	4 268	6 561	3 831
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	3 266	5 745	3 006

1) En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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 3,367 G\$ en 2023, en comparaison de 5,687 G\$ en 2022. La diminution du résultat d'exploitation ajusté est surtout attribuable à la baisse des marges de craquage de référence au titre du raffinage et de la commercialisation, à une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS en 2023 comparativement à un profit en 2022, ainsi qu'à la croissance des charges d'exploitation et frais de transport.

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 3,383 G\$ en 2023, comparativement à 5,694 G\$ en 2022. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le bénéfice avant impôt sur le résultat des deux périodes tient compte de profits latents au titre des activités de gestion des risques.

Le secteur R&C a dégagé des fonds provenant de l'exploitation ajustés annuels de 4,268 G\$ en 2023, en comparaison de 6,561 G\$ en 2022, en raison principalement des mêmes facteurs ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	212,4	206,2	202,8
Ouest de l'Amérique du Nord	208,3	227,0	212,7
Total	420,7	433,2	415,5
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	96	93	91
Ouest de l'Amérique du Nord	85	93	87
Total	90	93	89
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	228,0	227,6	225,8
Distillat	243,9	244,6	228,5

Exercices clos les 31 décembre	2023	2022	2021
Autres	81,2	81,4	74,1
Total	553,1	553,6	528,4
Production des raffineries²⁾ (kb)			
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») ³⁾ (\$/b)	45,00	55,85	36,85
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ³⁾ (\$/b)	47,00	54,45	30,90
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)	7,45	7,00	5,95

- 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 s'est établi à 420 700 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré en moyenne à 90 % en 2023, contre un débit de traitement du brut de 433 200 b/j et un taux d'utilisation de 93 % en 2022, ce qui reflète l'incidence, pour l'exercice à l'étude, des travaux de maintenance non planifiés menés au cours du premier trimestre de 2023 à la raffinerie située à Commerce City. Le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 99 % au deuxième semestre de 2023.

Les ventes totales de produits raffinés, qui se sont établies à 553 100 b/j en 2023, ont été comparables à celles de 553 600 b/j inscrites en 2022.

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 diminué pour s'établir à 47,00 \$/b en 2023, en comparaison de 54,45 \$/b pour l'exercice précédent. Cette baisse s'explique par la diminution des marges de craquage de référence par rapport à l'exercice précédent, partiellement contrebalancée par d'importants écarts, sur le plan de l'emplacement et de la qualité, entre les indices de référence régionaux et les résultats obtenus par la Société sur ses marchés locaux. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor reflètent également les avantages liés à la charge d'alimentation de la Société, qui lui permettent de traiter du pétrole brut plus lourd, et ses capacités en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de ses réseaux de vente au détail et en gros intégré. Calculées selon la méthode DEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor représentent 95 % des marges réalisées comparativement à l'indice 5-2-2-1 de Suncor en 2023, comparativement à 92 % en 2022.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 45,00 \$/b en 2023, en baisse comparativement à celles de 55,85 \$/b inscrites à l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. En 2023, 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 comptable DEPS²⁾, s'est traduite par une perte de 330 M\$, alors qu'elle avait donné lieu à un profit de 230 M\$ en 2022, ce qui représente une incidence défavorable globale de 560 M\$ d'un exercice à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du secteur R&C ont augmenté par rapport à l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et des pressions inflationnistes, en partie contrebalancées par la baisse des prix du gaz naturel et la diminution des coûts des intrants du gaz naturel et des autres marchandises.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril¹⁾ se sont établies à 7,45 \$ en 2023, comparativement à 7,00 \$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation découle surtout des coûts liés aux travaux de maintenance plus élevés et de la

baisse de la production, en partie contrebalancés par la baisse des prix du gaz naturel et à la diminution des coûts des autres marchandises.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance planifiés ont été amorcés à la raffinerie de la Société située à Commerce City et ils devraient être achevés au premier trimestre de 2024. Les travaux de révision planifiés devraient commencer à la raffinerie de Montréal de la Société au cours du premier trimestre de 2024 et s'achever au cours du deuxième trimestre de 2024, tandis que les travaux de révision planifiés devraient commencer à la raffinerie de Sarnia de la Société au cours du deuxième trimestre de 2024. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2024.

Siège social et éliminations

Mises à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

- La Société demeure résolue à mettre en œuvre son cadre de répartition du capital, à renforcer son bilan par la réduction de la dette et à maximiser les rendements pour ses actionnaires. Alors que ses niveaux d'endettement net se situent entre 12 G\$ et 15 G\$, la Société prévoit affecter les fonds excédentaires à parts égales au rachat d'actions et à la réduction de la dette. Une fois la dette nette ramenée à 12 G\$, elle prévoit affecter 75 % des fonds excédentaires au rachat d'actions et 25 % au remboursement de la dette.
- Suncor a également investi dans des projets à faibles émissions de carbone, notamment dans des installations de carburants alternatifs telles que l'installation Recyclage Carbone Varennes, dans une usine de biocarburants conçue pour convertir les déchets commerciaux et industriels non recyclables en biocarburants, et dans LanzaJet, Inc., une entreprise dont la vocation est de commercialiser des carburants d'aviation durables et du diesel renouvelable. L'installation Recyclage Carbone Varennes est actuellement en construction et devrait être opérationnelle en 2026. Quant à l'installation Freedom Pines Fuel de LanzaJet, il s'agit de la première installation de production de carburant aviation durable à base d'éthanol au monde. Elle est actuellement en voie d'aménagement et devrait être opérationnelle au début de 2024.

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)	2023	2022	2021
Perte avant impôt sur le résultat ¹⁾	(1 296)	(2 232)	(1 913)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(184)	729	(113)
Dépréciation d'actifs	158	—	—
Charge de restructuration ²⁾	275	—	168
Profit sur cession importante	(302)	—	—
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	—	80
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾⁴⁾	(1 349)	(1 503)	(1 778)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	<i>(1 405)</i>	<i>(1 456)</i>	<i>(1 588)</i>
<i>Éliminations – profit intersectoriel réalisé (éliminé)</i>	<i>56</i>	<i>(47)</i>	<i>(190)</i>
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾⁴⁾	(1 546)	(1 240)	(1 705)
Flux de trésorerie disponibles déficitaires ⁴⁾	(1 608)	(1 428)	(1 997)

- 1) En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.
- 2) En 2021, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, une charge de restructuration de 168 M\$ liée à la réduction des effectifs.
- 3) En 2021, la Société a comptabilisé, dans les charges financières, une perte de 80 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme.
- 4) 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 1,405 G\$ en 2023, comparativement à 1,456 G\$ en 2022. Cette baisse de la perte d'exploitation ajustée est attribuable surtout à l'augmentation des produits d'intérêts sur les soldes de trésorerie de la Société, à l'augmentation des coûts liés au remboursement anticipé de la dette à long terme au cours de l'exercice précédent, à la diminution de la charge de rémunération fondée sur des actions et à la diminution nette des charges d'intérêts sur la dette en raison des réductions de la dette qui ont eu lieu en 2022. Cette baisse de la perte a été en partie contrebalancée par une perte de change liée aux activités d'exploitation en 2023, comparativement à un profit en 2022, et par un profit latent lié à des investissements comptabilisé en 2022.

En 2023, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 255 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison de 168 M\$ en 2022.

Éliminations – Profit intersectoriel éliminé

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 2023, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 56 M\$, tandis qu'elle avait reporté un profit de 47 M\$ à l'exercice précédent. La réalisation du profit en 2023 s'explique essentiellement par une baisse des cours de référence au cours de l'exercice à l'étude, comparativement à une hausse des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères en 2022.

Les fonds affectés à l'exploitation ajustés inscrits par le secteur Siège social et éliminations se sont élevés à 1,546 G\$ en 2023, en comparaison de 1,240 G\$ en 2022, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs 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, du profit latent lié à des investissements comptabilisé en 2022 et de l'incidence des coûts liés au remboursement anticipé de la dette à long terme en 2022. Les fonds affectés à l'exploitation ajustés de 2023 reflètent également l'incidence d'une charge de restructuration liée aux réductions des effectifs de la Société au deuxième trimestre de 2023.

Transactions sur actifs

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

5. Impôt sur le résultat

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023	2022	2021
Charge d'impôt exigible	1 734	4 229	1 395
Charge (recouvrement) d'impôt différé	560	(990)	56
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat net	2 294	3 239	1 451
Moins (le recouvrement) la charge d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(98)	(915)	5
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	2 392	4 154	1 446
Taux d'impôt effectif	21,7 %	26,3 %	26,1 %

La charge d'impôt sur le résultat a diminué en 2023 par rapport à l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution du bénéfice. En 2023, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a diminué comparativement à celui de l'exercice précédent, ce qui s'explique avant tout par le profit hors trésorerie à l'acquisition de TotalEnergies Canada, par le profit non imposable sur la cession du portefeuille de la Société au Royaume-Uni, par les profits de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et par d'autres éléments permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt.

6. Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2023

Faits saillants financiers et d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat		
Sables pétrolifères	2 660	1 625
Exploration et production	133	578
Raffinage et commercialisation	598	1 517
Siège social et éliminations	(1)	(182)
Charge d'impôt sur le résultat	(570)	(797)
Résultat net	2 820	2 741
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾		
Sables pétrolifères	1 526	1 719
Exploration et production	133	578
Raffinage et commercialisation	598	1 529
Siège social et éliminations	(42)	(382)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(580)	(1 012)
Total	1 635	2 432
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾		
Sables pétrolifères	2 651	2 929
Exploration et production	228	719
Raffinage et commercialisation	811	1 663
Siège social et éliminations	10	(273)
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	334	(849)
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	4 034	4 189
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	284	(265)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	3 924
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	2 482	2 887
Volumes de production		
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	475,7	517,5
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	281,7	170,6
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	757,4	688,1
Exploration et production (kbep/j)	50,7	75,0
Production en amont totale (kbep/j)	808,1	763,1

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

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

Résultat d'exploitation ajusté

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

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

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

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

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2023, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 1,526 G\$, en baisse par rapport à celui de 1,719 G\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par la diminution des prix obtenus pour le pétrole brut et la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de ventes.

La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté au quatrième trimestre de 2023 par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation de la participation directe de la Société dans Fort Hills et la forte production de bitume à Fort Hills, en partie contrebalancées par la diminution de la production de bitume enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et par Firebag en raison des travaux de révision et de maintenance planifiés.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 475 700 b/j pour le quatrième trimestre de 2023, en comparaison de 517 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères qui ont été menés durant la première partie du quatrième trimestre de

2023. Le taux d'utilisation de l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères s'est établi à 83 % au quatrième trimestre de 2023, comparativement à 93 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'unité de valorisation de Syncrude a affiché un taux d'utilisation de 101 % au quatrième trimestre de 2023, contre 99 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

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

Exploration et production

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

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

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

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

Raffinage et commercialisation

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

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

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

Siège social et éliminations

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

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 brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2023, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 299 M\$, en comparaison de 100 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La réalisation du profit intersectoriel s'explique essentiellement par la baisse des cours de référence au cours des deux périodes.

7. Données financières trimestrielles

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2023	30 sept. 2023	30 juin 2023	31 mars 2023	31 déc. 2022	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	757,4	646,1	679,1	675,1	688,1	646,0	641,5	685,7
Exploration et production	50,7	44,4	62,8	67,0	75,0	78,1	78,7	80,4
Production en amont totale	808,1	690,5	741,9	742,1	763,1	724,1	720,2	766,1
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances ¹⁾	12 810	12 649	11 719	11 914	13 920	14 944	16 135	13 337
Autres produits (pertes)	1 328	(13)	(3)	342	(65)	113	69	14
	14 138	12 636	11 716	12 256	13 855	15 057	16 204	13 351
Résultat net	2 820	1 544	1 879	2 052	2 741	(609)	3 996	2 949
par action ordinaire – de base (en dollars)	2,18	1,19	1,44	1,54	2,03	(0,45)	2,84	2,06
par action ordinaire – dilué (en dollars)	2,18	1,19	1,43	1,54	2,03	(0,45)	2,83	2,06
Résultat d'exploitation ajusté²⁾	1 635	1 980	1 253	1 809	2 432	2 565	3 814	2 755
par action ordinaire ³⁾⁴⁾ (en dollars)	1,26	1,52	0,96	1,36	1,81	1,88	2,71	1,92
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	4 034	3 634	2 655	3 002	4 189	4 473	5 345	4 094
par action ordinaire ³⁾⁴⁾ (en dollars)	3,12	2,80	2,03	2,26	3,11	3,28	3,80	2,86
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 318	4 184	2 803	1 039	3 924	4 449	4 235	3 072
par action ordinaire ⁴⁾ (en dollars)	3,34	3,22	2,14	0,78	2,91	3,26	3,01	2,14
Rendement du capital investi (« RCI »)³⁾ (%, sur 12 mois)	15,6	15,8	12,8	17,8	19,4	17,5	19,4	12,7
RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur³⁾⁵⁾ (%, sur 12 mois)	15,6	15,8	16,3	21,6	22,9	21,0	18,2	12,4
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire ⁴⁾	0,55	0,52	0,52	0,52	0,52	0,47	0,47	0,42
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	42,45	46,71	38,86	41,96	42,95	38,90	45,16	40,70
Bourse de New York (\$ US)	32,04	34,38	29,32	31,05	31,73	28,15	35,07	32,59

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

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation ajusté présenté pour chaque trimestre est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » et fait 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 » du rapport aux actionnaires trimestriel publié par Suncor (rapports trimestriels) pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés pour chaque trimestre sont décrits 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 autres mesures financières » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

3) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Les mesures hors PCGR incluses dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, sont définies et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

4) De base et dilués par action.

5) Le RCI aurait été de 13,6 % pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2023, compte non tenu du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ réalisé à l'acquisition de TotalEnergies Canada.

Contexte commercial

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

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

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 influencées principalement 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, tel qu'il est précisé à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. 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 :

- Au quatrième trimestre de 2023, la Société a inscrit un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ dans le secteur Sables pétroliers à la suite de l'acquisition de TotalEnergies Canada.
- Au quatrième trimestre de 2023, Suncor a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 158 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social et éliminations.
- Au troisième trimestre de 2023, la Société a inscrit des charges de décomptabilisation hors trésorerie de 253 M\$ liées à ses biens en cours d'aménagement de Meadow Creek, qui font partie du secteur Sables pétroliers.
- Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a comptabilisé un profit de 607 M\$ découlant de la vente de son portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni.
- Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations,

une charge de restructuration de 275 M\$ liée à la réduction des effectifs de la Société.

- Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social et éliminations, un profit de 302 M\$ découlant de la vente de ses actifs éoliens et solaires.
- Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ avant impôt à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills.
- Au troisième trimestre de 2022, Suncor a comptabilisé, dans les autres produits du secteur E&P, un produit

d'assurance de 147 M\$ au titre de dommages matériels aux actifs de la Société en Libye.

- Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de sa quote-part des actifs en Norvège.
- Au deuxième trimestre de 2022, Suncor a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 715 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose et une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège.

8. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

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

(en millions de dollars)	Exercices clos les			
	31 décembre 2023		31 décembre 2022	
	Maintien et maintenance ¹⁾	Investissements économiques ²⁾	Total	Total
Sables pétrolifères				
<i>Usine de base du secteur Sables pétrolifères</i>	1 345	627	1 972	1 673
<i>In situ</i>	160	357	517	543
<i>Fort Hills</i>	376	21	397	337
<i>Syncrude</i>	738	252	990	852
E&P ³⁾	—	635	635	420
R&C	876	124	1 000	816
Siège social et éliminations ⁴⁾	48	14	62	178
	3 543	2 030	5 573	4 819
Intérêts sur la dette incorporés à l'actif			255	168
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection			5 828	4 987

- 1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.
- 2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves 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.
- 3) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 M\$ en 2023, comparativement à 57 M\$ en 2022.
- 4) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 76 M\$ en 2022.

En 2023, Suncor a engagé des dépenses en immobilisations de 5,573 G\$, compte non tenu des coûts d'emprunt incorporés à l'actif, en comparaison de 4,819 G\$ en 2022. L'augmentation est attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques, engagées surtout par le secteur E&P en lien avec le projet d'extension ouest de White Rose et le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova, par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères en lien avec la nouvelle installation de cogénération, et par Syncrude en lien avec le projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake. Cette hausse a été partiellement compensée par la baisse des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques qui a été enregistrée dans le secteur Siège social et éliminations en 2023 en raison principalement des investissements plus élevés qui avaient été faits dans les technologies numériques et dans le projet éolien Forty Mile au cours de l'exercice précédent. La hausse est également attribuable à l'augmentation des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance engagées par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et le secteur R&C.

Les activités menées en 2023 comprennent celles décrites ci-après.

Usine de base du secteur Sables pétrolifères

L'usine de base du secteur Sables pétrolifères a engagé en 2023 des dépenses en immobilisations de maintien et de

maintenance totalisant 1,345 G\$, qui ont porté principalement sur le maintien d'une exploitation sécuritaire, fiable et efficiente. Le programme de maintenance planifiée de la Société pour 2023 comprenait l'aménagement de la mine et des installations de gestion des résidus, d'importants travaux de révision planifiés portant sur l'unité de valorisation 2 et la maintenance annuelle planifiée des installations de cokéfaction portant sur l'usine de valorisation 1.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques de 627 M\$ de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères pour 2023 ont été principalement affectées aux investissements visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone en remplaçant ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération, qui devrait entrer en service vers la fin de 2024.

Activités in situ

En 2023, les dépenses en immobilisations liées aux activités in situ ont totalisé 517 M\$, dont 357 M\$ ont été affectés aux investissements économiques, notamment à la conception et à la construction des plateformes de puits visant la mise en valeur des réserves supplémentaires qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir. Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de 160 M\$

représentent essentiellement des dépenses en immobilisations liées au programme de travaux de maintenance planifiés de la Société.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de Fort Hills se sont établies à 397 M\$ en 2023. La majeure partie de ce montant a été affecté aux dépenses de maintien liées à l'aménagement de la mine et des installations de gestion des résidus miniers en vue de soutenir les activités en cours, dont la mise en œuvre du plan d'amélioration de la mine, ainsi qu'aux tout premiers travaux de révision complets et travaux de maintenance planifiés de la mine.

Syncrude

Les dépenses en immobilisations de Syncrude ont totalisé 990 M\$ en 2023. La majeure partie de ce montant a été affecté au paiement de dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance qui visaient les travaux de révision planifiés, les travaux de maintenance planifiés, le remplacement de matériel minier et l'aménagement des installations de gestion des résidus miniers. Les activités d'investissements économiques ont été axées sur la poursuite du projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

En 2023, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 635 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissement rentable, plus particulièrement les travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C se sont élevées à 1,000 G\$ en 2023, dont un montant de 876 M\$ a été affecté aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance des raffineries et des activités de vente au détail, ce qui comprend les travaux de révision et de maintenance planifiés menés à chacune des raffineries de la Société au cours de l'exercice.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques du secteur R&C se sont chiffrées à 124 M\$ en 2023 et ont été affectées principalement à l'expansion et à l'amélioration des activités de vente et de commercialisation de la Société, notamment des investissements visant le perfectionnement de ses activités de vente au détail.

Siège social

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 62 M\$ en 2023 et ont été affectées principalement aux investissements dans les technologies numériques.

Suncor prévoit que les dépenses en immobilisations de 2024 seront affectées aux projets et initiatives décrits ci-après.

Sables pétrolifères

Les plans d'investissements économiques pour 2024 prévoient des capitaux liés au remplacement de la chambre de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 et la mise en service sécuritaire de la nouvelle centrale de cogénération destinée à remplacer les chaudières à coke de l'usine de base du secteur

Sables pétrolifères. Les investissements supplémentaires comprennent la conception et la construction des plateformes de puits visant la mise en valeur des réserves supplémentaires qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance pour 2024 devraient comprendre des dépenses liées au programme de maintenance planifiée de la Société, notamment les importants travaux de révision planifiés à l'usine de valorisation 1, la maintenance annuelle planifiée des installations de cokéfaction à l'usine de valorisation 2 et les travaux de révision planifiés à MacKay River, ainsi que la mise en valeur de la mine, l'aménagement des installations de gestion des résidus et le remplacement de matériel minier.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de 2024 devraient être axées sur la mise en valeur continue de projets d'exploitation minière et de gestion des résidus miniers afin de préserver la capacité de production et mettre en œuvre plan d'amélioration de la mine, ainsi que sur les travaux de maintenance planifiés. Les investissements économiques en 2024 devraient être affectés notamment à l'achat et au remplacement de matériel minier, notamment des camions de transport, et à l'aménagement de la deuxième fosse Nord.

Syncrude

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance en 2024 devraient inclure des dépenses liées au programme de maintenance planifiée à Syncrude, notamment celles se rapportant à l'importante révision planifiée au printemps, ainsi que des dépenses liées à d'autres travaux de maintenance planifiés. Elles devraient également inclure des dépenses liées à l'aménagement d'installations de gestion des résidus et au remplacement de matériel minier.

En 2024, les plans d'investissements économiques visent principalement la progression du projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

En 2024, les investissements économiques devraient être affectés principalement aux travaux de mise en valeur liés au projet visant à prolonger la durée de vie du NSPD SeaRose et au projet d'extension ouest de White Rose, ainsi qu'aux activités de mise en valeur en vue de prolonger la vie productive des champs existants, y compris les travaux de forage de mise en valeur à Hebron et à Hibernia.

Raffinage et commercialisation

En 2024, les dépenses en immobilisations de maintien devraient être axées sur le maintien continu des activités de raffinage, de logistique et de vente au détail, y compris sur les travaux de révision planifiés portant sur les raffineries.

En 2024, les investissements économiques devraient être principalement axés sur l'expansion et l'amélioration des activités de vente et de commercialisation de la Société, notamment les investissements dans le perfectionnement de ses activités de vente au détail et en gros.

9. Situation financière et situation de trésorerie

Situation de trésorerie et sources de financement

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Flux de trésorerie liés aux			
Activités d'exploitation	12 344	15 680	11 764
Activités d'investissement	(6 511)	(4 789)	(3 977)
Activités de financement	(5 990)	(11 228)	(7 464)
Perte de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(94)	112	(3)
(Diminution) augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(251)	(225)	320
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	1 729	1 980	2 205
RCI ¹⁾²⁾ (%)	15,6	19,4	8,6
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	1,0	0,8	1,6
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	26,3	28,4	33,4
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	24,0	25,7	30,6
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ¹⁾ (%)	18,5	21,3	26,6

- Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI. Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada. Le RCI aurait été de 22,9 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 715 M\$ (542 M\$ après impôt) et de la perte de valeur de 70 M\$ (47 M\$ après impôt) au deuxième trimestre de 2022 ainsi que de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022. Le RCI aurait été de 8,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, compte non tenu de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société se sont chiffrés à 12,344 G\$ en 2023, en comparaison de 15,680 G\$ en 2022. Cette diminution découle principalement de la conjoncture économique difficile au cours de l'exercice à l'étude, qui a donné lieu à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés et à une diminution des volumes de ventes du secteur E&P attribuable aux cessions d'actifs à l'étranger par le secteur E&P. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la baisse de l'impôt sur le résultat et des redevances, ainsi que par une hausse des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période à l'étude reflètent les sorties de trésorerie prises en compte dans le fonds de roulement, lesquelles s'expliquent essentiellement par la baisse importante du montant de l'impôt sur le résultat à payer et par la diminution des dettes fournisseurs et charges à payer, en partie contrebalancées par la baisse des soldes des créances attribuable à la diminution des cours de référence des marchandises qui a été observée en 2023. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'exercice précédent reflètent des sorties de trésorerie importantes prise en compte dans le fonds de roulement, lesquelles s'expliquent essentiellement par l'augmentation des soldes des stocks et des créances attribuable à la hausse des prix des marchandises et des prix obtenus pour le pétrole brut en 2022, ainsi que par la diminution nette des impôts à payer

liée aux acomptes provisionnels versés au cours de l'exercice, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 6,511 G\$ en 2023, en comparaison de 4,789 G\$ en 2022. Cette augmentation tient principalement à l'incidence de l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 45,89 % dans Fort Hills en 2023 et à la hausse des dépenses en immobilisations, partiellement contrebalancées par le produit tiré de la vente du portefeuille d'actifs de la Société au Royaume-Uni et de la vente de ses actifs éoliens et solaires en 2023.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

La Société a affecté des flux de trésorerie de 5,990 G\$ aux activités de financement en 2023, en comparaison de 11,228 G\$ en 2022. Cette diminution s'explique essentiellement par la baisse considérable de la dette à long terme au cours de l'exercice précédent, la baisse des rachats d'actions, ainsi que l'émission de titres d'emprunt à long terme au cours de l'exercice à l'étude, en partie contrebalancées par une diminution nette de la dette à court terme en 2023 comparativement à une augmentation en 2022.

Sources de financement

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

La Société a investi la trésorerie 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 1,729 G\$ au 31 décembre 2023, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 20 jours. En 2023, ces placements ont rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 3 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 981 M\$ en 2023, avoisinant ceux de 982 M\$ inscrits en 2022, en raison d'une diminution de la charge d'intérêts sur la dette attribuable aux réductions de la dette qui ont eu lieu en 2022, en partie contrebalancée par une hausse des intérêts sur les contrats de location.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 4,957 G\$ au 31 décembre 2023, en hausse comparativement à 2,900 G\$ au 31 décembre 2022. Cette hausse des liquidités s'explique essentiellement par la diminution de la dette à court terme, en partie contrebalancée par la réduction de la taille des facilités de crédit consortiales de la Société. Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a prorogé l'échéance de ses facilités de crédit consortiales, la faisant passer de juin 2024 et juin 2025 à juin 2026, et a réduit la taille de sa tranche de

3,0 G\$, la ramenant à 2,8 G\$. Au 31 décembre 2023, Suncor disposait de liquidités d'environ 6,7 G\$.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2023 :

(en millions de dollars)	2023
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2026	5 451
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	1 520
Total des facilités de crédit	6 971
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(494)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(944)
Total des facilités de crédit inutilisées ¹⁾	5 533

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins en liquidité s'établissaient à 4,957 G\$ au 31 décembre 2023 (2,900 G\$ au 31 décembre 2022).

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 soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2023, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 26,3 % (28,4 % au 31 décembre 2022), soit une baisse par rapport à l'exercice précédent attribuable essentiellement à l'augmentation des capitaux propres découlant d'une hausse du résultat net. Au 31 décembre 2023, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	2023
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2022	15 619
Augmentation de la dette à long terme	1 495
Diminution de la dette à court terme	(2 343)
Augmentation de l'obligation locative	1 156
Paiements de loyers	(331)
Incidence du change sur la dette et autres	(189)
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2023	15 407
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2023	1 729
Dette nette ¹⁾ au 31 décembre 2023	13 678

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

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

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés s'est établi à 1,0 fois, ce qui est inférieur à la cible maximale de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 3,0 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.

Au 21 mars 2024, les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentaient comme suit :

Dette de premier rang à long terme	Note	Perspectives à long terme
S&P Global Ratings	BBB	Négative
Morningstar DBRS	A (bas)	Stable
Moody's Investors Service	Baa1	Stable
Fitch Ratings	BBB+	Stable

Au 21 mars 2024, les notations du papier commercial de la Société se présentaient comme suit :

Papier commercial	Notation du programme canadien	Notation du programme américain
S&P Global Ratings	Non noté	A-2
Morningstar DBRS	R-1 (bas)	Non noté
Moody's Investors Service	Non noté	P-2
Fitch Ratings	Non noté	F-1

Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital – Notes de crédit » de la notice annuelle 2023 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires

Actions en circulation

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

Au 20 mars 2024, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 287 023 119 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 15 467 647. Une fois les droits sous-jacents acquis, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être exercée pour obtenir une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au cours du premier trimestre de 2023, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») permettant le 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 17 février 2023 et le 16 février 2024, Suncor pourra racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 132 900 000 de ses actions ordinaires, soit environ 10 % de son flottant au 3 février 2023. Au 3 février 2023, 1 330 006 760 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

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

Entre le 17 février 2023 et le 16 février 2024, conformément à son offre publique de rachat précédente, Suncor a racheté 47 106 802 actions ordinaires sur le marché libre, soit 3,5 % de ses actions ordinaires au 3 février 2023, pour 2,019 G\$, à un prix moyen pondéré de 42,87 \$ par action ordinaire.

Entre le 26 février 2024 et le 20 mars 2024, conformément à son offre publique de rachat en vigueur (dans sa forme renouvelée), Suncor a racheté 2 266 200 actions ordinaires sur le marché libre, soit 0,2 % de ses actions ordinaires au 12 février 2023, pour 107 M\$, à un prix moyen pondéré de 47,32 \$ par action ordinaire.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat et le calendrier des rachats seront déterminés par Suncor. La Société estime que,

selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses 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)	2023	2022	2021
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	51 982	116 908	83 959
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	42,96	43,92	27,45
Coût des rachats d'actions	2 233	5 135	2 304

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						Total
	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	
Dette à long terme ¹⁾	638	1 638	1 546	577	848	14 175	19 422
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	471	437	563	602	540	20 887	23 500
Engagements au titre de contrats à long terme, de services de transport par pipeline et de services énergétiques ³⁾	2 199	1 917	1 688	1 561	1 460	12 777	21 602
Engagements au titre de travaux de prospection ³⁾	—	53	1	—	—	475	529
Obligations locatives ⁴⁾	561	524	467	435	411	4 038	6 436
Autres obligations à long terme ⁵⁾	26	26	26	2	63	—	143
Total	3 895	4 595	4 291	3 177	3 322	52 352	71 632

1) Comprennent la dette à long terme et les versements d'intérêts sur la dette à long terme. Se reporter aux notes 21 et 27 des états financiers consolidés audités de 2023 de Suncor.

2) 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 24 des états financiers consolidés audités de 2023 de Suncor.

3) Se reporter à la note 32 des états financiers consolidés audités de 2023 de Suncor.

4) Se reporter aux notes 21 et 27 des états financiers consolidés audités de 2023 de Suncor.

5) Comprennent la prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production en Libye. Se reporter à la note 22 des états financiers consolidés audités de 2023 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 31 des états financiers consolidés audités de 2023 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 2023, l'incidence avant impôt pour les activités

de gestion des risques et de négociation de l'énergie correspond à une perte de 25 M\$ (perte avant impôt de 187 M\$ en 2022).

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)	2023	2022
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	(65)	(98)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net au cours de l'exercice	25	(187)
Règlements en trésorerie – montant payé (reçu) au cours de l'exercice	20	220
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	(20)	(65)

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)	2023	2022
Créances	65	143
Dettes fournisseurs	(85)	(208)
	(20)	(65)

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 27 des états financiers consolidés audités de 2023 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 2023.

Adoption de nouvelles normes IFRS

Les normes, modifications et interprétations qui ont été adoptées, 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.

Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables

En février 2021, l'IASB a publié l'*Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables*. Selon cette modification, les sociétés doivent fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que de décrire leurs principales méthodes comptables, afin de fournir des informations plus pertinentes et qui leur sont propres. La Société a adopté les modifications de manière prospective à la date de leur entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2023, et leur première application a eu des incidences qui sont reflétées dans la note 3 des états financiers consolidés.

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.

Obligations générales en matière d'informations financières liées à la durabilité et informations à fournir en lien avec les changements climatiques

En mars 2024, le Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité a proposé des modifications propres au Canada à la norme IFRS S1, *Obligations générales en matière d'informations financières liées à la durabilité*, et à la norme IFRS S2, *Informations à fournir en lien avec les changements climatiques*, qui ont été publiées par le Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (ISSB) en juin 2023. Les nouvelles normes ajoutent des exigences en matière d'informations à fournir sur le développement durable et les changements climatiques aux fins de la présentation de l'information annuelle. Les versions canadiennes des normes IFRS S1 et IFRS S2 devraient pouvoir être adoptées volontairement à partir du 1^{er} janvier 2025. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières n'ont cependant pas encore confirmé si l'application de ces nouvelles normes sera obligatoire pour les émetteurs canadiens. La Société publie actuellement des informations sur le développement durable et les changements climatiques dans son Rapport sur le

développement durable et son Rapport sur le climat annuels, et elle prévoit que l'application future de ces nouvelles normes entraînera des changements à ses états financiers consolidés.

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.

Changements climatiques

Suncor soutient les objectifs de l'Accord de Paris et s'est engagée à atteindre la cible à long terme consistant à ne produire aucune émission de gaz à effet de serre (« GES ») d'ici 2050 dans toutes ses activités, y compris celles dans lesquelles elle possède une participation directe. Faire face aux changements climatiques et fournir de façon sécuritaire, abordable et fiable l'énergie dont le monde a besoin nécessite des investissements, des percées technologiques, des produits novateurs, le soutien des organismes de réglementation et des partenariats comme l'Alliance nouvelles voies. Le rythme de l'évolution des politiques publiques, des comportements des consommateurs et de la demande de nouvelles options sobres en carbone qui en découlera demeure inconnu. Suncor s'est engagée à réduire les émissions issues de ses activités de base, tout en élargissant les activités complémentaires à faibles émissions et en collaborant avec ses clients, les gouvernements et ses partenaires afin de concrétiser les objectifs communs.

Les changements climatiques et la transition vers une économie sobre en carbone ont été pris en compte lors de l'établissement des états financiers consolidés, principalement lors de l'estimation des prix des marchandises utilisés dans l'analyse des pertes de valeur et des réserves. Ces éléments pourraient avoir une incidence importante sur les montants actuellement présentés à l'égard des actifs et passifs de la Société ci-après ainsi que sur les actifs et passifs similaires qui pourraient être comptabilisés dans le futur. Dans le cadre de sa planification courante, Suncor estime les coûts futurs liés aux émissions de GES dans ses activités ainsi que dans l'évaluation de projets futurs. La Société a recours à des scénarios climatiques futurs pour tester et évaluer la résilience de sa stratégie. L'évolution de la conjoncture et de la réglementation et les modifications d'hypothèses, ainsi que les changements climatiques et le développement mondial de sources d'énergie de remplacement ne provenant pas de combustibles fossiles peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes, sur l'évaluation des actifs et les travaux de remise en état, ainsi que sur le calendrier et les exigences. Le moment où les marchés mondiaux de l'énergie passeront des sources à base de carbone aux énergies de remplacement, et la vitesse à laquelle ils le feront, sont très incertains.

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 pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état et des regroupements d'entreprises. L'estimation des réserves 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 2023 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 2023, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou 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 et reprises

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.

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 et frais de mise en valeur futurs, 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

La Société comptabilise des passifs au titre du démantèlement et de la remise en état futurs des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles en fonction des coûts futurs estimatifs liés au démantèlement et à la 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 liés à l'utilisation de certaines technologies, 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.

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.

Impôt sur le résultat

La direction évalue ses positions fiscales annuellement ou lorsque les circonstances l'exigent, ce qui fait intervenir le jugement et pourrait donner lieu à différentes interprétations des lois fiscales applicables. La Société comptabilise une charge d'impôt lorsqu'un paiement aux autorités fiscales est considéré comme probable. Cependant, les résultats des audits, des réévaluations et les changements d'interprétation des normes peuvent entraîner des changements de ces positions et potentiellement une augmentation ou une diminution significative des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

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.

Volatilité des prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée 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. Les prix de ces marchandises peuvent être influencés 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 et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix du pétrole brut peuvent également subir l'incidence, entre autres, de la vigueur (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, 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 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 et gaziers 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 et gaziers 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.

Des écarts importants ou une période prolongée de chute ou de volatilité des prix des marchandises, en particulier celui du pétrole brut, pourraient entraîner des pertes de valeur d'actifs ou se solder par l'annulation ou le report de certains de ses projets de croissance de Suncor.

Les prix des marchandises pourraient souffrir considérablement des épidémies, pandémies et autres crises de santé publique dans les régions où Suncor exerce des activités ou a des fournisseurs, clients ou employés. Une baisse prolongée de la demande et des prix de ces marchandises, ainsi que toute contrainte de stockage qui en découlerait, pourrait également obliger Suncor à ralentir ou à interrompre volontairement la production et à réduire le volume de ses produits raffinés et le taux d'utilisation de ses raffineries.

Risque relatif au carbone

Depuis les dernières années, la population appuie de plus en plus les actions et les technologies en matière d'énergie de remplacement ou renouvelable proposées pour lutter contre les changements climatiques. En outre, les combustibles fossiles, et les sables pétrolifères en particulier, suscitent de plus en plus l'opposition des groupes d'activistes et de l'opinion publique. Les lois et les règlements actuels et futurs visant à soutenir la transition vers une énergie à faibles émissions 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, 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 être récupérables ou non 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. Alors que la réglementation et les cibles de réduction des GES deviendront de plus en plus rigoureuses, et malgré le fait que Suncor maintienne ses efforts pour réduire ses émissions de GES, 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. Cela est particulièrement vrai avec l'augmentation des émissions de Suncor à la suite de son acquisition d'une participation directe supplémentaire dans Fort Hills en 2023. 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 tenter 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.

Ces événements et d'autres événements à venir à survenir 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.

Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Au nombre de ses objectifs de développement durable, Suncor s'est fixée l'objectif stratégique de devenir une entreprise à zéro émission nette provenant de ses activités d'ici 2050 et l'ambitieux objectif à court terme de réduire les émissions de GES d'un bout à l'autre de sa chaîne de valeur. La capacité de la Société à réduire ses émissions de GES est assujettie à de nombreux risques et incertitudes, et les mesures prises pour mettre en œuvre ces objectifs peuvent exposer Suncor par ailleurs à des risques supplémentaires ou accrus de nature financière ou opérationnelle.

La réduction des émissions de GES dépend de divers facteurs, dont la capacité de Suncor à mettre en œuvre et à améliorer le rendement énergétique de l'ensemble 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 faibles émissions de carbone et le passage à des carburants à faible teneur en carbone. Dans le cas où Suncor ne serait pas en mesure de mettre en œuvre ces stratégies et technologies comme prévu sans que ses activités ou plans d'affaires en pâtissent, ou dans le cas où ces stratégies ou technologies ne fonctionneraient pas comme prévu, la Société pourrait être incapable d'atteindre ses cibles de GES dans les délais actuels, voire pas du tout.

De plus, l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES de la Société pourrait exiger des dépenses en

immobilisations et des ressources importantes, de sorte que les coûts requis pour atteindre ces objectifs ou cibles pourraient différer considérablement des estimations et attentes initiales. Même si l'intention est d'améliorer l'efficacité et d'accroître l'offre d'énergie à faibles émissions de carbone, la réorientation des ressources et des efforts consacrés à la réduction des émissions de GES pourrait également avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation de la Société.

Conformité environnementale

Gestion des résidus miniers et rejet des eaux

Chaque mine de sables pétroliers est tenue, en vertu de la Directive 085, *Fluid Tailings Management for Oil Sands Mining Projects*, de l'Alberta Energy Regulator, de faire approuver ses plans de gestion des résidus liquides. 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 des 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. On ne connaît pas toutes les conséquences que pourrait avoir le non-respect des conditions d'approbation, car certaines révisions et mises à jour de politiques et de règlements qui lui sont associés 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 des lacs de kettle et soutient une approche intégrée de la gestion des eaux et des résidus pour une exploitation efficace, la réussite de la remise en état et de la fermeture, ainsi que des résultats environnementaux positifs. L'incapacité à rejeter de l'eau traitée des mines dans l'environnement continue d'entraîner une augmentation des problèmes de qualité de l'eau et de retenue de l'eau sur les sites miniers de Suncor, ce qui a une incidence sur les activités actuelles et sur la planification de la remise en état et de la fermeture. L'absence de cadre réglementaire efficace dans ce domaine pourrait avoir une incidence significative 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.

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 le respect de ses clauses 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

Suncor compte actuellement sur l'eau obtenue en vertu de licences et de permis délivrés par le gouvernement et les organismes de réglementation dans ses zones d'exploitation. Les licences et les permis d'utilisation d'eau sont assortis de conditions que le titulaire doit respecter afin d'assurer le maintien en vigueur du permis. 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. Par exemple, divers projets existants, prévus ou potentiels en Alberta sont situés au sein du territoire parcouru par le caribou forestier, qui figure parmi les espèces menacées dans la *Loi sur les espèces en péril* (Canada). Dans le cadre de la stratégie de rétablissement du caribou forestier mise en place par le gouvernement canadien, les provinces s'affairent à l'élaboration de plans de gestion de leurs populations de caribous par une planification à l'échelle sous-régionale. 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 pourraient devoir éviter les milieux humides ou atténuer leurs impacts sur ceux-ci. Certaines des activités d'exploitation de Suncor et certains de ses projets de croissance où les terres humides abondent dans la région seront touchés par des aspects de la politique ne pouvant être évités, et des travaux de remise en état ou de remplacement milieux humides pourraient être requis. 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 fédéraux et provinciaux canadiens et fédéraux et étatiques américains sont actuellement en place, en cours d'élaboration et/ou de mise en œuvre, ce qui pourrait avoir une incidence sur les activités et les projets existants et prévus de la Société, notamment en obligeant celle-ci à investir des capitaux supplémentaires ou à engager des dépenses d'exploitation et de conformité supplémentaires, notamment en l'obligeant éventuellement à moderniser du matériel afin de respecter de nouvelles exigences et à accroître ses plans de surveillance et d'atténuation. L'incidence complète de ces règlements et de ces cadres n'est pas encore connue.

Incidents opérationnels majeurs (sécurité, environnement et fiabilité)

Chacun des principaux secteurs de Suncor comporte des risques financiers associés à une exploitation 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, en cas d'incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, de 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, et 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, 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 et d'autres accidents.
- Les activités extracôtières du secteur E&P de Suncor sont menées dans des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions météorologiques extrêmes, comme 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 du secteur E&P de Suncor peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers, 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, 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.

Politique réglementaire/gouvernementale

Suncor exerce ses activités sous le régime des lois fédérale, provinciale, territoriale, étatique et municipale de nombreux pays. La Société est assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que, entre autres, le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production, la protection environnementale, les questions liées à l'eau, à la faune terrestre et marine et à la qualité de l'air, la performance sur le plan de la sécurité, la réduction des GES et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, la cybersécurité, les interactions avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de baux d'exploitation des sables pétrolifères ou d'autres droits ou intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur, la remise en état et l'abandon des gisements et des emplacements des mines, les exigences en matière de sécurité financière des mines, l'autorisation relative aux infrastructures logistiques et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. 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. L'omission de se conformer à la législation et à la réglementation applicables pourrait mener, entre autres, à l'imposition d'amendes ou de pénalités, à des restrictions sur la production, à l'arrêt ou à la suspension obligatoires (temporairement ou de manière définitive) des activités de production de certaines installations, à une atteinte à la réputation, à des retards, à des dépassements de coûts, à un refus des demandes de permis d'exploitation et d'agrandissement, à une réprobation, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance.

Avant de procéder à l'exécution de certains projets, y compris à des modifications importantes de ses activités actuelles, Suncor doit obtenir des permis, des approbations des organismes de réglementation, ainsi que l'autorisation d'exploiter certains actifs. Ces processus peuvent notamment comporter la consultation des Autochtones et des parties intéressées, l'intervention du gouvernement, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques, et ils peuvent être assortis de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. Dans certains cas, les obligations liées à l'abandon et à la remise en état peuvent rester à la charge de la Société même après que l'actif a été cédé à un tiers. La conformité peut être touchée

par la perte d'employés compétents ainsi que par le caractère inadéquat des procédures internes et d'audit de conformité.

Le défaut d'obtenir ou de conserver des permis ou les approbations des organismes de réglementation et de s'y conformer ou d'en respecter les conditions ou le défaut de les obtenir au moment opportun ou à des conditions satisfaisantes pourrait entraîner des poursuites, des amendes et des pénalités, des retards, l'abandon ou la restructuration de projets, des incidences sur la production, une atteinte à la réputation et des hausses de coûts, le refus des demandes de permis d'exploitation et d'agrandissement et un blâme public. Les activités de Suncor peuvent également être indirectement touchées par l'incapacité d'un tiers d'obtenir les approbations des organismes de réglementation requises pour des projets d'infrastructures partagés ou pour un projet d'infrastructure duquel dépend une partie des activités de Suncor.

Les modifications apportées aux politiques, à la réglementation ou à d'autres dispositions législatives gouvernementales, ou encore à leur interprétation, ou la révocation d'approbations ou de permis existants par le gouvernement ou l'opposition aux projets de pipelines ou d'infrastructure de Suncor ou d'un tiers entraînant des retards ou des obstacles importants dans l'octroi des permis ou des approbations réglementaires nécessaires ou rendant les activités d'exploitation ou les projets de croissance moins rentables ou non rentables pourraient nuire de manière substantielle aux activités de Suncor ainsi qu'à ses projets en cours et à venir.

Numérique et cybersécurité

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. 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 peuvent 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, est et continuera 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.

De telles attaques ou brèches de sécurité pourraient 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.

Accès au marché

Les marchés pour les mélanges de bitume et le pétrole brut lourd sont plus restreints que ceux pour le pétrole brut léger, ce qui les rend plus vulnérables aux fluctuations de l'offre et de la demande et aux déséquilibres entre l'offre et la demande (en raison de la disponibilité, de la proximité et de la capacité des pipelines et des wagons ou d'autres facteurs). Les prix du pétrole brut lourd sont généralement inférieurs à ceux du pétrole brut léger, en raison surtout de la qualité et de la valeur inférieures des produits raffinés et des coûts supérieurs engagés pour le transport par pipeline d'un produit plus visqueux, et cet écart de prix peut être amplifié par les déséquilibres entre l'offre et la demande.

La production de sables pétrolifères de Suncor pourrait avoir un accès restreint au marché en raison d'une capacité de transport par pipeline insuffisante. Afin de garantir un éventuel accès au marché, des engagements financiers pourraient être pris à l'égard de projets qui sont interrompus. L'accès restreint au marché de la production de sables pétrolifères, la croissance de la production provenant de l'intérieur des terres et les interruptions observées dans les raffineries pourraient accroître les écarts de prix, ce qui compromettrait

la rentabilité des ventes de produits. L'accès au marché pour les produits raffinés pourrait également être restreint par l'insuffisance de la capacité de transport, ce qui pourrait créer un déséquilibre entre l'offre et la demande.

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. Bien que les exigences réglementaires accrues aient ralenti la progression de certains projets d'envergure à court terme, 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.

Portefeuille, mise en valeur et exécution

Il existe certains risques liés à la mise en valeur et à l'exécution du portefeuille complexe et intégré de projets de Suncor et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations au sein de ses actifs existants. Cela comprend le développement, l'ingénierie, la construction, la mise en service et le démarrage.

La mise en valeur et l'exécution du portefeuille peuvent également subir l'incidence des facteurs suivants, entre autres : les modifications de la réglementation gouvernementale, la capacité de la Société à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d'ordre réglementaire requises; la complexité et la diversité du portefeuille de Suncor; la capacité de négocier avec des coentreprises; l'exactitude des estimations des coûts et des échéanciers des projets; la disponibilité et le coût des

matériaux, de l'équipement, du personnel qualifié et des infrastructures logistiques; les conditions météorologiques; les défis techniques imprévus; et la conjoncture générale.

Risque lié à la technologie

Il existe des risques liés à des projets de développement durable, d'expansion et d'immobilisations qui dépendent largement ou en partie de nouvelles technologies et de l'intégration de ces technologies à de nouvelles activités ou à des activités existantes, y compris le risque que les résultats de l'application de nouvelles technologies diffèrent des résultats obtenus de simulations dans le cadre d'essais ou de projets pilotes, ou que des protections de la propriété intellectuelle d'une tierce partie compromettent l'élaboration et la mise en œuvre de nouvelles technologies. La réussite de projets intégrant de nouvelles technologies ne peut être garantie et les avantages reviennent aux sociétés qui peuvent développer et adopter des technologies de pointe plus tôt que leurs concurrents. L'incapacité de développer, de mettre en œuvre et de surveiller les nouvelles technologies peut avoir une incidence sur la capacité de la Société à développer ses activités nouvelles ou existantes d'une façon rentable ou à respecter les exigences de la réglementation.

Impact cumulatif et rythme du changement

L'industrie de l'énergie évolue rapidement et, pour atteindre ses objectifs commerciaux, la Société doit s'adapter aux changements. Ces objectifs commerciaux exigent des ressources pour lesquelles il y a concurrence, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société s'il y avait une prise en compte inadéquate des impacts cumulatifs d'initiatives antérieures ou parallèles sur le personnel, les processus et les systèmes, mais il est également possible que les mesures prises pour atteindre ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements.

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

L'exploitation réussie des entreprises de Suncor dépendra 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. Ces risques pourraient se répercuter 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. L'apport des membres de l'équipe de direction actuelle aux activités à court et à moyen terme de la Société devrait continuer de revêtir une grande importance dans un avenir prévisible.

Relations de travail

Les employés horaires des installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de MacKay River et de Fort Hills), de toutes 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 important pour la Société.

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.

Risques financiers

Accès à des capitaux

Suncor prévoit financer ses dépenses en immobilisations futures au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit disponibles qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Toutefois, sa capacité à le faire dépendra, entre autres, des cours des marchandises, de la conjoncture générale des marchés financiers et de l'ampleur du bassin d'institutions financières et d'investisseurs intéressés à acquérir des placements dans le secteur de l'énergie en général et dans les titres de la Société en particulier. La capacité de la Société à obtenir des capitaux peut également être compromise si les institutions financières, les investisseurs, les agences de notation ou les prêteurs adoptent des politiques de décarbonation plus restrictives. Advenant le cas où il serait difficile, voire impossible, d'obtenir des capitaux de sources externes, ou encore d'en obtenir à des modalités favorables, la capacité de la Société à engager des dépenses en immobilisations et à conserver ses biens actuels pourrait être compromise.

Le recours à des capitaux d'emprunt pour financer la totalité ou une partie des dépenses en immobilisations pourrait accroître le niveau d'endettement de la Société et le porter à un niveau dépassant celui de la plupart des autres sociétés

pétrolières et gazières de taille similaire. Si les plans de développement et de croissance futurs le requièrent, la Société pourrait devoir obtenir du financement par emprunt supplémentaire, lequel pourrait ne pas être disponible au moment opportun, ou pourrait l'être à des modalités peu favorables. Ni les statuts de Suncor ni les règlements administratifs auxquels elle est assujettie ne limitent le montant des emprunts qu'elle peut contracter. Toutefois, Suncor est tenue de respecter certaines clauses restrictives liées à ses facilités de crédit existantes et cherche à éviter les coûts d'emprunt trop élevés. Il pourrait arriver de temps à autre que le niveau d'endettement de la Société, ou son niveau d'endettement par rapport à sa capacité à générer des flux de trésorerie, compromette sa capacité d'obtenir du financement supplémentaire pour saisir une occasion d'affaires avantageuse ou nuise à ses notations.

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. La Société examine sa conformité à ces clauses restrictives à la lumière des résultats réels et prévus, et elle est en mesure de modifier ses plans de développement, sa structure du capital et sa politique de dividende, s'il y a lieu, afin d'assurer le respect des clauses restrictives liées à ses facilités de crédit. Si la Société ne respectait pas les clauses restrictives applicables liées à ses facilités de crédit et à ses titres d'emprunt, 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 la solidité financière de la Société ainsi que sur des facteurs qui sont indépendants de sa volonté, comme la conjoncture du secteur pétrolier et gazier et la conjoncture économique en général. Les clients ou les contreparties peuvent accorder une grande importance aux notations, dans le cadre de la concurrence que livre Suncor dans certains marchés et lorsque vient le temps de conclure certaines transactions, notamment certaines transactions de vente ou d'achat de marchandises ou celles mettant en jeu des dérivés négociés hors cote. 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

La Société acquiert des matériaux et des marchandises qu'elle utilise dans le cadre de ses activités et fait appel à des sous-traitants pour compléter sa main-d'œuvre dans bon nombre de ses secteurs d'activité. De nombreuses chaînes d'approvisionnement ont été éprouvées en raison des effets persistants de la pandémie de COVID-19 et de la disponibilité restreinte de la main-d'œuvre, ce qui a entraîné une hausse de l'inflation. Bien que plusieurs banques centrales aient majoré les taux d'intérêt pour tenter de réduire l'inflation, il est

impossible de prédire si les tentatives de contrôle de l'inflation seront couronnées de succès, ni de prédire à quel rythme l'inflation se résorbera si tel est le cas.

Même une courte période d'inflation plus élevée que la moyenne peut entraîner des hausses de coûts structurels des activités de Suncor, ce qui pourrait avoir une incidence sur ses plans d'affaires futurs. Par ailleurs, les mesures gouvernementales, comme l'imposition de taux d'intérêt plus élevés ou des contrôles sur les salaires ou sur les prix, peuvent également avoir une incidence défavorable sur les coûts de la Société et amplifier l'incidence d'autres risques énumérés à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion, notamment ceux présentés à la rubrique « Facteurs de risque – Risque de taux d'intérêt ».

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 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.

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, dont environ 60 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans sa monnaie de présentation (le dollar canadien) 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. Les taux de change peuvent fluctuer considérablement et donner lieu à une exposition au change favorable ou défavorable. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

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. Tout au long de 2023, les taux d'intérêt de référence ont augmenté tant au Canada qu'aux États-Unis. 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.

Redevances, taxes et impôts

Suncor est assujettie au versement de redevances et de taxes et impôts gouvernementaux sur plusieurs territoires. Les redevances peuvent varier par suite des fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, du volume des ventes, 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, des conclusions des audits réglementaires portant sur des déclarations relatives à des années antérieures ou de la survenance d'autres événements. La matérialisation de l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence significative sur les 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, ou une augmentation des charges de Suncor en ce qui a trait aux redevances, à l'impôt sur le résultat, à l'impôt foncier, aux taxes sur le carbone, aux tarifs, aux droits à l'importation, aux quotas et aux rajustements de taxes frontalières sur ses produits, de même qu'aux taxes et impôts et aux coûts de conformité imposés par les gouvernements, pourrait augmenter les coûts de conformité fiscale de la Société.

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 de la Société pourrait considérer comme pertinents. Rien ne garantit que Suncor continuera de verser des dividendes ou de racheter des actions.

Remplacement des réserves du secteur E&P

La production extracôtière future 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 extracôtiers 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 relativement à ses réserves différeront de ses estimations, et ces écarts pourraient être considérables.

L'évaluation des réserves est un processus continu, qui peut considérablement subir l'influence de divers facteurs internes et externes. Des révisions sont souvent nécessaires en raison de données techniques nouvellement acquises, de progrès technologiques ou de changements dans le rendement, les prix, la situation économique, la disponibilité du marché ou les exigences réglementaires. Des renseignements techniques supplémentaires concernant la géologie, l'hydrogéologie, les propriétés des réservoirs et les propriétés des fluides des réservoirs sont 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 et peuvent entraîner des révisions des réserves. L'établissement des prix, la disponibilité du marché et la situation économique ont un effet sur la rentabilité du développement des réserves. Les régimes de redevances, la réglementation environnementale et d'autres modifications apportées au cadre réglementaire ne sont pas prévisibles et pourraient avoir un effet positif ou négatif sur les réserves. Les progrès technologiques futurs devraient avoir une incidence favorable sur les données économiques du développement et de l'exploitation des réserves et, par conséquent, ils pourraient entraîner une augmentation des réserves. En raison de l'agitation politique, comme celle qui secoue la Syrie et la Libye, des volumes qui seraient autrement classés comme des réserves ont été classés comme des ressources éventuelles.

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. En général, les estimations des réserves et des flux de trésorerie nets futurs provenant de ces réserves se fondent sur un certain nombre de facteurs et d'hypothèses, comme les prévisions se rapportant

à la production, les règlements, les prix, le calendrier et le montant des dépenses en immobilisations, les redevances futures, les frais d'exploitation futurs, les taux de rendement de la production valorisée de pétrole brut synthétique provenant du bitume et les coûts d'abandon et de remise en état futurs, qui peuvent tous différer sensiblement des résultats réels. L'exactitude d'une estimation des réserves relève de l'interprétation et d'un jugement et est fonction de la qualité et de la quantité des données existantes, qui ont pu être recueillies avec le temps. Pour ces motifs, les estimations des réserves et le classement de ces réserves en fonction de la certitude que présente leur récupération, 30 Notice annuelle 2021 Suncor Énergie Inc. établis par différents ingénieurs ou par les mêmes ingénieurs à différents moments, peuvent varier.

Les estimations des réserves sont fondées sur une évaluation géologique, ce qui comprend des essais de forage et des essais en laboratoire. Les estimations des réserves du secteur Exploitation minière tiennent compte de la capacité de production et des rendements de la valorisation, des plans de mines, de la durée de vie utile de l'exploitation et des contraintes réglementaires. Les estimations des réserves du secteur *In situ* sont également fondées sur l'analyse des carottes et les sondages sismiques et le succès commercial démontré des procédés *in situ*. La production, les produits des activités ordinaires, les redevances, les taxes et impôts et les frais de développement et d'exploitation réels de Suncor par rapport aux réserves de la Société varieront de ces estimations, et ces écarts pourraient être importants. Les résultats de la production après la date de l'estimation peuvent justifier des révisions futures, à la hausse ou à la baisse, si l'écart est important.

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 être augmentés ou réduits 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. Ces interruptions pourraient être

causées par l'incapacité du pipeline à fonctionner ou par l'approvisionnement excédentaire du système qui excède la capacité du pipeline. Des contraintes d'exploitation à court terme sur les réseaux de pipelines découlant de l'interruption des pipelines ou de l'offre accrue de pétrole brut sont déjà survenues dans le passé et pourraient se reproduire. Les interruptions de services de tiers pourraient se répercuter sur la production de Suncor ou sur les prix qu'elle obtient.

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 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'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels, à l'instar de ce qui s'est passé en Libye et en Syrie, sur l'industrie du pétrole et du gaz, et sur les activités de Suncor en particulier, n'est pas connue pour le moment. 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.

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 entraîner l'interruption ou la cessation de certains éléments clés de ses activités et pourrait occasionner des dommages matériels.

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 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 importants. Une issue ou un règlement défavorable à l'issue d'une poursuite pourrait inciter certaines parties à intenter 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 non par la suite. Il existe un risque d'une issue défavorable importante 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.

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 n'être disponibles que pour des montants de couverture réduits. 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.

12. Autres éléments

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2023, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En avril 2022, la Société a mis en œuvre un nouveau système de planification des ressources de l'entreprise dans l'ensemble de l'organisation. En conséquence, elle a modifié et ajouté un certain nombre de contrôles internes, y compris des vérifications et des tests pour garantir l'exactitude des données. De plus, la Société a confirmé avoir été victime d'un incident lié à la cybersécurité le 25 juin 2023, ce qui a également eu une incidence sur le début du troisième trimestre de 2023. L'incident a compromis les données de ses clients membres du programme Petro-Points et perturbé certains systèmes transactionnels durant une courte période suivant l'incident. Toutefois, cet événement n'a pas eu d'incidence significative sur les résultats financiers de la Société pour 2023. Suncor a pris les mesures appropriées pour surveiller et maintenir des contrôles internes adéquats après l'incident lié à la cybersécurité et, par conséquent, a mis en œuvre des contrôles internes intermédiaires ou modifié certains contrôles internes existants. Il ne s'est produit, au

cours de la période close le 31 décembre 2023, aucun autre changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2023 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 2023.

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 5 décembre 2023. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2024, 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, 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 2023, 31 décembre 2022 et 31 décembre 2021, 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 2023 et 31 décembre 2022 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté ci-dessous.

Au premier trimestre 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 de présentation n'a aucune incidence sur le résultat d'exploitation ajusté consolidé. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent document pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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)		2023	2022	2021
Ajustements du résultat net				
Résultat net		8 295	9 077	4 119
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(179)	679	(101)
Charge d'intérêts nette		543	642	645
Résultat net ajusté ¹⁾	A	8 659	10 398	4 663
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette ²⁾		13 639	16 149	19 814
Capitaux propres		39 367	36 614	35 757
		53 006	52 763	55 571
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette ²⁾		13 678	13 639	16 149
Capitaux propres		43 279	39 367	36 614
		56 957	53 006	52 763
Capital moyen investi	B	55 462	53 651	54 069
RCI (%) ³⁾	A/B	15,6	19,4	8,6

1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 530 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, à 1,575 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022 et à 738 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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

3) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI. Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence du profit hors trésorerie de 1,125 G\$ lié à l'acquisition de TotalEnergies Canada. Le RCI aurait été de 22,9 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 715 M\$ (542 M\$ après impôt) et de la perte de valeur de 70 M\$ (47 M\$ après impôt) au deuxième trimestre de 2022 ainsi que de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022. Le RCI aurait été de 8,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, compte non tenu de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021.

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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat ¹⁾	6 811	5 633	2 825	1 691	3 221	1 791	3 383	5 694	2 867
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 902	7 927	4 585	483	(105)	324	934	844	853
Charge de désactualisation	460	249	240	64	60	58	8	8	6
(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	27	18	(66)	(3)	(6)	3	(29)	(50)	50
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	(1 125)	—	—	—	—	—	—	—	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(39)	(7)	(4)	(600)	66	(227)	(28)	(11)	(19)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rémunération fondée sur des actions	71	139	61	12	6	5	25	50	34
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(326)	(264)	(245)	(29)	(21)	(1)	(35)	(23)	(17)
Autres	(56)	136	179	(6)	(43)	(2)	10	49	57
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾	10 725	13 831	7 575	1 612	3 178	1 951	4 268	6 561	3 831
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 ¹⁾			Total		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat ¹⁾	(1 296)	(2 232)	(1 913)	—	—	—	10 589	12 316	5 570
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	116	120	88	—	—	—	6 435	8 786	5 850
Charge de désactualisation	—	(1)	—	—	—	—	532	316	304
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(184)	729	(113)	—	—	—	(184)	729	(113)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	—	—	—	—	—	—	(5)	(38)	(13)
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	—	—	—	—	—	—	(1 125)	—	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	(325)	(3)	(7)	—	—	—	(992)	45	(257)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	32	80	—	—	—	—	32	80
Rémunération fondée sur des actions	—	133	105	—	—	—	108	328	205
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	(6)	—	—	—	—	(390)	(314)	(263)
Autres	143	(12)	55	—	—	—	91	130	289
Charge d'impôt exigible	—	—	—	(1 734)	(4 229)	(1 395)	(1 734)	(4 229)	(1 395)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾	(1 546)	(1 240)	(1 705)	(1 734)	(4 229)	(1 395)	13 325	18 101	10 257
Variation du fonds de roulement hors trésorerie							(981)	(2 421)	1 507
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation							12 344	15 680	11 764

- 1) En 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 de présentation n'a eu aucune incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été révisés pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	10 725	13 831	7 575	1 612	3 178	1 951	4 268	6 561	3 831
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(4 096)	(3 540)	(3 168)	(668)	(443)	(270)	(1 002)	(816)	(825)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	6 629	10 291	4 407	944	2 735	1 681	3 266	5 745	3 006

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social et éliminations			Impôt sur le résultat			Total		
	2023	2022	2021	2023	2022	2021	2023	2022	2021
Flux de trésorerie provenant des (affectés aux) activités d'exploitation	(1 546)	(1 240)	(1 705)	(1 734)	(4 229)	(1 395)	13 325	18 101	10 257
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(62)	(188)	(292)	—	—	—	(5 828)	(4 987)	(4 555)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	(1 608)	(1 428)	(1 997)	(1 734)	(4 229)	(1 395)	7 497	13 114	5 702

1) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 108 M\$ en 2023 et de 133 M\$ en 2022.

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 et charges d'exploitation de raffinage

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte des coûts de la commercialisation intersectorielle comptabilisés dans les produits intersectoriels 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 direction utilise les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation			
Produits d'exploitation	31 068	36 728	22 915
Achats de pétrole brut et de produits	(23 867)	(27 261)	(16 807)
	7 201	9 467	6 108
Autres produits (pertes)	224	(60)	(50)
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(50)	(20)	(54)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	7 375	9 387	6 004
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	163 895	168 149	162 862
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	45,00	55,85	36,85
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	330	(230)	(972)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	7 705	9 157	5 032
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	47,00	54,45	30,90
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 558	2 427	2 019
Coûts non liés au raffinage	(1 340)	(1 246)	(1 051)
Charges d'exploitation de raffinage	1 218	1 181	968
Production des raffineries ¹⁾	163 895	168 149	162 862
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	7,45	7,00	5,95

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, de la tranche courante des obligations locatives à long terme, de la dette à long terme et des obligations locatives à long terme (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR). La dette nette correspond à la dette totale diminuée de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (une mesure conforme aux PCGR).

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022	2021
Dette à court terme	494	2 807	1 284
Tranche courante de la dette à long terme	—	—	231
Tranche courante des obligations locatives à long terme	348	317	310
Dette à long terme	11 087	9 800	13 989
Obligations locatives à long terme	3 478	2 695	2 540
Dette totale	15 407	15 619	18 354
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 729	1 980	2 205
Dette nette	13 678	13 639	16 149
Capitaux propres	43 279	39 367	36 614
Dette totale majorée des capitaux propres	58 686	54 986	54 968
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	26,3	28,4	33,4
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres (%)	24,0	25,7	30,6
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	18,5	21,3	26,6

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 pétroliers

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

Pour l'exercice clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021			
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Production moyenne de pétrole brut	Secteur sables pétroliers
Produits d'exploitation	5 468	14 452	19 920	19 920
Autres produits (pertes)	(56)	62	6	6
Achats de pétrole brut et de produits	(1 231)	(213)	(1 444)	(1 444)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(210)	(325)	(535)	
Montant brut réalisé	3 971	13 976	17 947	
Frais de transport et de distribution	(359)	(767)	(1 126)	(1 126)
Prix obtenu	3 612	13 209	16 821	
Volume des ventes (kb)	67 094	169 983	237 077	
Prix obtenu par baril	53,80	77,73	70,96	

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 2023				31 décembre 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁽¹⁾⁽²⁾	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ⁽¹⁾⁽²⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	306	1 689	694	2 689	1 222	2 464	645	4 331
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)	(24)	(61)	(16)	(101)
Prix obtenu	297	1 631	685		1 198	2 403	629	
Volume de ventes (kb)	2 729	15 149			9 453	18 753		
Prix obtenu par baril	109,00	107,62			126,61	128,07		

Pour l'exercice clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁽¹⁾⁽²⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	815	1 684	479	2 978
Frais de transport et de distribution	(25)	(44)	(43)	(112)
Prix obtenu	790	1 640	436	
Volume de ventes (kb)	9 616	19 386		
Prix obtenu par baril	82,16	84,70		

- 1) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les prix obtenus ne sont pas fournis.
- 2) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable à la rubrique « Exploration et production » du présent document. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. Les produits de 2023 tiennent compte d'une majoration de 528 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 282 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 246 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de 2022 tiennent compte d'une majoration de 486 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 266 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 220 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de 2021 tiennent compte d'une majoration de 345 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 241 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 104 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

k) Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté pour les quatrièmes trimestres de 2023 et de 2022

Pour les trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Résultat net	2 660	1 625	133	578	598	1 517	(1)	(182)	(570)	(797)	2 820	2 741
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(199)	(200)	—	—	(199)	(200)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(9)	94	—	—	—	12	—	—	—	—	(9)	106
Profit sur acquisition importante	(1 125)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 125)	—
Dépréciation d'actifs	—	—	—	—	—	—	158	—	—	—	158	—
Recouvrement d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	—	—	—	—	—	—	—	—	(10)	(215)	(10)	(215)
Résultat d'exploitation ajusté	1 526	1 719	133	578	598	1 529	(42)	(382)	(580)	(1 012)	1 635	2 432

l) Rapprochement des fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés pour les quatrièmes trimestres de 2023 et de 2022

Pour les trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétroliers		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	2 660	1 625	133	578	598	1 517	(1)	(182)	—	—	3 390	3 538
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 214	1 080	99	130	256	226	29	29	—	—	1 598	1 465
Charge de désactualisation	116	64	15	15	2	2	—	—	—	—	133	81
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(199)	(200)	—	—	(199)	(200)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(65)	105	(1)	(11)	(30)	(121)	—	—	—	—	(96)	(27)
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et réévaluations	(1 125)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 125)	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	(5)	8	1	(2)	(1)	(3)	(3)	—	—	3	(8)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	32	—	—	—	32
Rémunération fondée sur des actions	30	66	4	5	10	30	24	66	—	—	68	167
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(70)	(61)	(24)	(2)	(16)	(11)	—	(5)	—	—	(110)	(79)
Autres	(109)	55	(6)	3	(7)	21	160	(10)	—	—	38	69
Recouvrement (charge) d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	334	(849)	334	(849)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 651	2 929	228	719	811	1 663	10	(273)	334	(849)	4 034	4 189
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											284	(265)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation											4 318	3 924

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3 ou en Mpi^3 de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3 , Mpi^3 , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas 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^3e	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^3e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi^3e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
m^3	mètres cubes
MW	mégawatts
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 », « à 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 son objectif d'offrir aux actionnaires des rendements compétitifs et durables, 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 aux actionnaires les rendements les plus élevés de l'industrie;
- les attentes selon lesquelles le projet d'extension ouest de White Rose et le projet visant à prolonger la durée de vie du NSPD SeaRose, notamment l'attente selon laquelle les projets prolongeront la durée de production de White Rose, ce qui offrira une valeur à long terme à la Société, et l'attente selon laquelle la production commencera à White Rose lorsque le projet visant à prolonger la durée de vie du NSPD SeaRose sera achevé, et au projet d'extension ouest de White Rose en 2026;
- les attentes concernant Terra Nova, notamment les attentes selon lesquelles l'accroissement sécuritaire de la production de l'actif de Terra Nova se poursuivra au début de 2024 et que la relance de la production à Terra Nova offrira une valeur à long terme à la Société et apportera de nombreux avantages économiques à la province de Terre-Neuve-et-Labrador et au Canada;
- les énoncés concernant l'objectif stratégique de Suncor de ne produire aucune émission de GES d'ici 2050 et ses objectifs à court terme de réduction des émissions de GES;
- les énoncés concernant l'Alliance nouvelles voies, notamment les énoncés concernant les objectifs de l'Alliance nouvelles voies, les attentes liées au calendrier et les moyens que l'Alliance nouvelles voies compte prendre pour réduire les émissions de GES, ainsi que les attentes selon lesquelles le projet de réseau de stockage du carbone proposé permettra de stocker, de manière sûre et permanente, le CO₂ provenant de plus de 20 installations du secteur Sables pétrolifères situées dans le nord de l'Alberta et fera l'objet d'une demande d'autorisation réglementaire en 2024;
- les attentes selon lesquelles l'usine de Recyclage Carbone Varennes entrera en service en 2026 et l'usine Freedom Pines Fuels de LanzaJet sera opérationnelle au début de 2024;
- les attentes de Suncor selon lesquelles le projet de remplacement de ses chaudières à coke, notamment l'attente selon laquelle les nouvelles unités de cogénération garantiront la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor à moindres coûts, tout en émettant considérablement moins de carbone, l'attente selon laquelle le projet produira de l'électricité à plus faible intensité carbonique pour le réseau électrique de l'Alberta, et l'attente selon laquelle le projet sera en service vers la fin de 2024;
- les attentes à l'égard des travaux de remplacement de la chambre de cokéfaction à l'usine de valorisation 1, y compris la mise en service du projet vers la fin de 2025, et les attentes selon lesquelles le projet prolongera la durée de vie de l'usine d'environ 30 ans, en plus de réduire les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations qui seront engagées à l'égard de l'usine;
- l'attente selon laquelle la Société aura 91 camions de transport autonomes aux activités de base du secteur Sables bitumineux d'ici la fin de 2024;
- l'attente selon laquelle le projet de prolongement de Mildred Lake maintiendra les niveaux de production actuels de Syncrude en prolongeant la durée de vie de la mine nord par le recours aux installations d'extraction et de valorisation existantes et l'attente selon laquelle le projet commencera la production à la fin de 2025;
- les attentes selon lesquelles la Société continuera à tirer parti de ses actifs régionaux intégrés pour générer une valeur ajoutée en maximisant l'utilisation des installations de valorisation et en acheminant des quantités plus importantes de bitume de Fort Hills vers l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères;
- les attentes selon lesquelles le plan triennal d'amélioration de la mine à Fort Hills poursuivra son cours, ce qui entraînera l'accélération d'une série de travaux de mise en valeur de la

mine et l'ouverture de deux sections dans la fosse Nord, et les attentes selon lesquelles la mine fera l'objet, une fois le plan triennal d'amélioration achevé, d'initiatives d'optimisation de la valeur pour le reste de sa durée de vie;

- l'attente selon laquelle la Société poursuivra ses efforts pour décarboner les activités de son secteur Sables pétrolifères;
- les attentes concernant le secteur E&P, notamment le fait que le secteur continuera à se concentrer sur les activités de mise en valeur qui visent à prolonger la vie productive des champs existants et les attentes selon lesquelles ces activités de mise en valeur, dont les travaux de forage de mise en valeur menés à Hebron et à Hibernia, se poursuivront en 2024;
- les attentes concernant le secteur R&C, notamment les attentes selon lesquelles la Société continuera d'optimiser son réseau d'établissements de détail Petro-Canada^{MC}, ainsi que les investissements économiques et les dépenses en immobilisations de maintien qu'elle prévoit réaliser en 2024;
- les attentes concernant le partenariat entre Petro-Canada^{MC} et La Société Canadian Tire, notamment les attentes selon lesquelles ce partenariat entraînera le repositionnement de plus de 200 stations-service à la marque Petro-Canada^{MC}, dont la présence augmentera partout au pays, ainsi que les attentes selon lesquelles l'association des programmes de fidélisation emblématiques des deux marques profitera à des millions de membres fidèles, tandis que Suncor deviendra le principal fournisseur de carburant pour le réseau de vente au détail de carburant de La Société Canadian Tire;
- les attentes selon lesquelles la Société continuera à investir dans le maintien et l'amélioration de ses activités de raffinage dans le but d'accroître son efficacité tout en maintenant la sécurité et la fiabilité de ses activités en aval et une rentabilité de premier ordre dans le secteur;
- l'attente selon laquelle le secteur R&C continuera d'être confronté aux fluctuations de la demande de produits raffinés, à la volatilité des marges et à la compétitivité du marché en général;
- l'attente selon laquelle, alors que ses niveaux d'endettement net se situent entre 12 G\$ et 15 G\$, la Société prévoit affecter les fonds excédentaires à parts égales au rachat d'actions et à la réduction de la dette, et une fois sa dette nette ramenée à 12 G\$, prévoit affecter 75 % des fonds excédentaires au rachat d'actions et 25 % au remboursement de la dette;
- l'attente selon laquelle les plateformes de puits en construction permettront d'assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production des plateformes de puits existantes fléchira.

La durée et les conséquences prévues des travaux de maintenance planifiés en ce qui a trait aux éléments suivants :

- les travaux de révision planifiés menés à Syncrude, à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, à l'unité de valorisation 1, à McKay River, ainsi qu'aux raffineries de Montréal et de Sarnia;
- les travaux de maintenance planifiés à Fort Hills, à l'unité de valorisation 2 et à la raffinerie de Commerce City.

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;
- 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;
- le programme de dépenses en immobilisation de l'ordre de 6,3 G\$ à 6,5 G\$, de Suncor pour 2024 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 2024, 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 attentes de Suncor quant à l'affectation de ses dépenses en immobilisations pour 2024 et aux avantages qui devraient en découler;
- 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;
- l'intention de Suncor d'adopter certaines normes et interprétations 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 de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre sa capacité à distribuer ses produits sur le marché et pourraient la contraindre à reporter ou à abandonner des projets de croissance planifiés advenant le cas où la capacité de transport des pipelines serait insuffisante; la capacité de Suncor à financer les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques et les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les variations des charges d'exploitation, y compris le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; ainsi que la capacité de la Société à mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur R&C 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+); 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, tarifs, 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 redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor

d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves 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 2023 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 principales méthodes comptables 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



Kris Smith

Chef des finances

Le 21 mars 2024

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 2023 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 2023. 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 2023 a fait l'objet d'un audit par l'auditeur 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



Kris Smith
Chef des finances

Le 21 mars 2024

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 2023 et 2022, des états consolidés connexes du résultat global et des variations des capitaux propres et du tableau consolidé connexe des flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2023, 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 2023, 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 2023 et 2022, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour chacun des exercices compris dans la période de deux ans close le 31 décembre 2023, 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 2023, 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.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit présentées ci-après sont les éléments découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été communiqués au comité d'audit, ou qui doivent l'être, et qui : 1) portent sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) font intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant les questions critiques de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur les questions critiques de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elles se rapportent.

Appréciation d'indicateurs de dépréciation ou de reprises liés aux immobilisations corporelles du secteur Sables pétrolifères et à certaines immobilisations corporelles du secteur Exploration et production.

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 ou qu'une telle dépréciation pourrait avoir fait l'objet d'une reprise, la Société doit comparer la valeur comptable de l'UGT avec sa valeur recouvrable. Chaque trimestre, la Société analyse les indicateurs de dépréciation ou de reprises (les « indicateurs de dépréciation »), comme les fluctuations importantes à la hausse ou à la baisse des volumes de production (ce qui comprend des hypothèses liées aux réserves prouvées et probables de pétrole), des prix des marchandises, des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation prévus (collectivement, les « hypothèses sur les réserves »). Les hypothèses sur les réserves estimées 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 ou de reprises liés aux immobilisations corporelles du secteur Sables pétrolifères et à certaines immobilisations corporelles du secteur Exploration et production 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 ou de reprise, 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 charges d'exploitation et les dépenses d'investissement de la Société pour l'exercice à l'étude avec les hypothèses utilisées pour l'évaluation établies par des évaluateurs externes des réserves prouvées et probables de pétrole de l'exercice précédent 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 plusieurs 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 auxquelles la Société a fait appel 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.

Appréciation de l'évaluation des immobilisations corporelles de Fort Hills Energy Limited Partnership (« Fort Hills ») et comptabilisation d'un actif d'impôt différé lors de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »)

Comme l'explique la note 16 des états financiers consolidés, la Société détenait auparavant une participation de 68,76 % dans Fort Hills et, le 20 novembre 2023, elle a acquis la participation restante de 31,23 % détenue par TotalEnergies Canada dans le cadre d'un regroupement d'entreprises. Comme l'exige un regroupement d'entreprises réalisé par étapes, la participation préalablement détenue par la Société dans Fort Hills a été réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition et, par conséquent, une perte de 17 M\$ sur la réévaluation a été comptabilisée. La juste valeur à la date d'acquisition des immobilisations corporelles de Fort Hills acquises auprès de TotalEnergies Canada (les « immobilisations corporelles acquises ») s'élevait à 2,4 G\$ et la juste valeur de la participation préalablement détenue dans Fort Hills s'établissait à 3,9 G\$, ce qui comprend la juste valeur des immobilisations corporelles préalablement détenues (les « immobilisations corporelles préexistantes »). La détermination par la Société de la juste valeur à la date d'acquisition des immobilisations corporelles acquises et des immobilisations corporelles préexistantes comporte de nombreuses estimations, y compris les flux de trésorerie prévus associés aux réserves prouvées et

probables de pétrole et au taux d'actualisation. L'estimation des flux de trésorerie prévus associés aux réserves prouvées et probables de pétrole fait appel aux connaissances d'évaluateurs de réserves spécialisés internes, qui prennent en considération des hypothèses importantes liées aux volumes de production prévus, aux prix des marchandises (y compris les taux de change), ainsi qu'aux charges d'exploitation et aux dépenses en immobilisations (les « hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus »). La Société fait également appel à des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour estimer séparément les flux de trésorerie prévus associés aux réserves prouvées et probables de pétrole (le « rapport sur les réserves externes »).

Comme l'explique la note 16 des états financiers consolidés, la Société a comptabilisé un actif d'impôt différé de 1,1 milliard de dollars au moment de l'acquisition de Total Énergies Canada. La comptabilisation de l'actif d'impôt différé sous-tend l'interprétation des lois fiscales applicables aux attributs fiscaux acquis. Comme l'explique la note 3 j) des états financiers consolidés, 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 par les autorités fiscales.

Nous avons déterminé que l'appréciation de la juste valeur des immobilisations corporelles acquises et des immobilisations corporelles préexistantes et la comptabilisation de l'actif d'impôt différé lors de l'acquisition de TotalEnergies Canada constituait une question critique de l'audit. Les variations mineures aux hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus et au taux d'actualisation auraient pu avoir une incidence importante sur le calcul de la juste valeur des immobilisations corporelles acquises et des immobilisations corporelles préexistantes. Par ailleurs, l'évaluation de la juste valeur des immobilisations corporelles acquises et des immobilisations corporelles préexistantes a nécessité la participation de professionnels en évaluation possédant des compétences et connaissances spécialisées. Des jugements complexes de la part de l'auditeur ont été nécessaires pour évaluer l'interprétation de la Société des lois fiscales dans le cadre de la comptabilisation de l'actif d'impôt différé lors de l'acquisition de TotalEnergie Canada. Par ailleurs, l'évaluation de la comptabilisation de l'actif d'impôt différé a nécessité la participation de professionnels en fiscalité possédant des compétences et connaissances spécialisées.

Les procédures qui suivent sont les principales procédures que nous avons mises en œuvre pour traiter cette question critique de l'audit. 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 :

- la détermination par la Société de la juste valeur à la date d'acquisition des immobilisations corporelles acquises et des immobilisations corporelles préexistantes, y compris le taux d'actualisation;
- la détermination par la Société des hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus;
- l'interprétation de la Société des lois fiscales pour déterminer la probabilité d'une position fiscale dans le cadre de la comptabilisation de l'actif d'impôt différé.

Nous avons évalué les estimations des prix des marchandises prévus (y compris le taux de change) de la Société au moyen de comparaisons avec plusieurs courbes de prix externes du domaine public pour un même cours de référence. Nous avons comparé les volumes de production, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations réels pour 2023 au titre de Fort Hills avec les hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus utilisées pour l'exercice précédent afin d'évaluer la capacité de la Société à établir des prévisions avec exactitude. Nous avons évalué les hypothèses de la Société au titre des volumes de production, des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations prévus en les comparant aux montants déterminés dans le rapport de réserve externe préparé par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

En ce qui a trait à l'estimation des flux de trésorerie prévus associés aux réserves prouvées et probables de pétrole déterminée par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de la Société au 31 décembre 2023 :

- nous avons évalué les compétences, les capacités et l'objectivité des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants de la Société;
- nous avons évalué la méthodologie utilisée par les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants pour estimer les réserves prouvées et probables de pétrole en ce qui concerne la conformité aux normes réglementaires;
- nous avons comparé les volumes de production, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations réels pour 2023 au titre de Fort Hills aux hypothèses utilisées dans le rapport de réserve externe pour Fort Hills de l'exercice précédent;
- nous avons évalué les prix des marchandises prévus dans le rapport de réserve externe en les comparant à ceux publiés par d'autres sociétés spécialisées en études des réserves;
- nous avons évalué les hypothèses au titre des volumes de production, des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations prévus utilisés dans le rapport de réserve externe pour Fort Hills au moyen d'une comparaison aux résultats historiques.

Nous avons demandé à des professionnels en évaluation possédant des compétences et connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés :

- à évaluer l'établissement du taux d'actualisation par la Société au moyen d'une comparaison des données sur le taux d'actualisation par rapport à des données de marché publiées pour des entités comparables et à apprécier le taux d'actualisation qui en résulte;
- à évaluer l'estimation de la Société de la juste valeur des immobilisations corporelles acquises et des immobilisations corporelles préexistantes à la date d'acquisition en la comparant à des données de marché publiées et des mesures d'évaluation pour des entités ou des opérations d'actifs comparables.

Nous avons demandé à des professionnels en fiscalité possédant des compétences et connaissances spécialisées de participer à la mission. Ces professionnels nous ont aidés à évaluer l'interprétation de la Société des lois fiscales pour déterminer la probabilité d'une position fiscale en inspectant les conseils et l'information obtenus par la Société et ses fiscalistes et en les comparant à notre compréhension et interprétation des lois fiscales.

KPMG s.r.l. / s.r.l. c. r. l.

Comptables professionnels agréés

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

Calgary, Canada

Le 21 mars 2024

États consolidés du résultat global

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2023	2022
Produits des activités ordinaires et autres produits			
Produits bruts	6	52 206	62 907
Moins les redevances	6	(3 114)	(4 571)
Autres produits	7	1 654	131
		50 746	58 467
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits		18 215	20 775
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	8 et 26	13 383	12 807
Transport et distribution		1 775	1 671
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	15 et 16	6 435	8 786
Prospection		74	56
(Profit) perte à la cession d'actifs	16	(992)	45
Charges financières	9	1 267	2 011
		40 157	46 151
Bénéfice avant impôt		10 589	12 316
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat			
Exigible	10	1 734	4 229
Différé	10 et 16	560	(990)
		2 294	3 239
Bénéfice net		8 295	9 077
Autres éléments du résultat global			
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net:			
Ajustement au titre des écarts de conversion		74	160
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net:			
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt		128	838
Autres éléments du résultat global		202	998
Total du résultat global		8 497	10 075
Par action ordinaire (en dollars)			
	11		
Bénéfice net – de base		6,34	6,54
Bénéfice net – dilué		6,33	6,53
Dividendes en trésorerie		2,11	1,88

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

États consolidés de la situation financière

(en millions de dollars)	Notes	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Actifs			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	12	1 729	1 980
Créances		5 735	6 068
Stocks	14	5 365	5 058
Impôt sur le résultat à recevoir		980	244
Actifs détenus en vue de la vente	33	—	1 186
Total de l'actif courant		13 809	14 536
Immobilisations corporelles, montant net	15 à 17	67 650	62 654
Prospection et évaluation	18	1 758	1 995
Autres actifs	19	1 710	1 766
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	20	3 528	3 586
Actifs d'impôt différé	10	84	81
Total de l'actif		88 539	84 618
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dette à court terme	21	494	2 807
Tranche courante des obligations locatives à long terme	21	348	317
Dettes fournisseurs et charges à payer		7 731	8 167
Tranche courante des provisions	24	983	564
Impôt à payer		41	484
Passifs associés aux actifs détenus en vue de la vente	33	—	530
Total du passif courant		9 597	12 869
Dette à long terme	21	11 087	9 800
Obligations locatives à long terme	21	3 478	2 695
Autres passifs à long terme	22	1 488	1 642
Provisions	24	11 610	9 800
Impôt sur le résultat différé	10 et 16	8 000	8 445
Capitaux propres		43 279	39 367
Total du passif et des capitaux propres		88 539	84 618

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

Approuvé au nom du conseil d'administration :



Rich Kruger
Administrateur

Le 21 mars 2024



Patricia M. Bedient
Administratrice

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2023	2022
Activités d'exploitation			
Bénéfice net		8 295	9 077
Ajustements au titre des éléments suivants :			
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur		6 435	8 786
Charge (recouvrement) d'impôt différé	10 et 16	560	(990)
Charge de désactualisation	9	532	316
Perte (profit) de change(e) latent sur la dette libellée en dollars américains	9	(184)	729
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation		(5)	(38)
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations	7 et 16	(1 125)	—
(Profit) perte à la cession d'actifs	16	(992)	45
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	9 et 21	—	32
Rémunération fondée sur des actions	26	108	328
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	24	(390)	(314)
Autres		91	130
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie	13	(981)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		12 344	15 680
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations et frais de prospection		(5 828)	(4 987)
Dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente	33	(108)	(133)
Acquisitions, déduction faite de la trésorerie acquise	16	(2 394)	—
Produit de la cession d'actifs	16	1 882	315
Autres placements		(83)	(36)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	13	20	52
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		(6 511)	(4 789)
Activités de financement			
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme		(2 343)	1 473
Remboursement sur la dette à long terme	21	(5)	(5 128)
Émission de titres d'emprunt à long terme	21	1 500	—
Paiements au titre des obligations locatives		(331)	(329)
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions		187	496
Rachat d'actions ordinaires	25	(2 233)	(5 135)
Distributions liées à une participation ne donnant pas le contrôle		(16)	(9)
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(2 749)	(2 596)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		(5 990)	(11 228)
Diminution de la trésorerie et équivalents de trésorerie		(157)	(337)
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie		(94)	112
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		1 980	2 205
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		1 729	1 980
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés		887	973
Impôt sur le résultat payé		2 604	4 737

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 2021		23 650	612	814	11 538	36 614	1 441 251
Bénéfice net		—	—	—	9 077	9 077	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	160	—	160	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 264 \$	23	—	—	—	838	838	—
Total du résultat global		—	—	160	9 915	10 075	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		570	(58)	—	—	512	13 158
Actions ordinaires ayant fait l'objet d'une renonciation		—	—	—	—	—	(30)
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	25	(1 947)	—	—	(3 188)	(5 135)	(116 908)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	25	(16)	—	—	(104)	(120)	—
Rémunération fondée sur des actions	26	—	17	—	—	17	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(2 596)	(2 596)	—
Au 31 décembre 2022		22 257	571	974	15 565	39 367	1 337 471
Bénéfice net		—	—	—	8 295	8 295	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	74	—	74	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 42 \$	23	—	—	—	128	128	—
Total du résultat global		—	—	74	8 423	8 497	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		199	(18)	—	—	181	4 611
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	25	(871)	—	—	(1 362)	(2 233)	(51 982)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	25	76	—	—	124	200	—
Rémunération fondée sur des actions	26	—	16	—	—	16	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(2 749)	(2 749)	—
Au 31 décembre 2023		21 661	569	1 048	20 001	43 279	1 290 100

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

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

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

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 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 21 mars 2024.

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. Les transactions en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle appropriée à des taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie fonctionnelle appropriée aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les écarts de conversion sont comptabilisés en résultat net. Les actifs non monétaires qui sont évalués en monnaie étrangère au coût historique sont convertis au cours en vigueur à la date de la transaction.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés de la Société, les états financiers de chaque entité sont convertis en dollars canadiens. Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits des activités ordinaires et les charges des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens à des taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction sous-jacente. Les écarts de conversion sont comptabilisés dans les AÉRG.

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 de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés, de produits pétroliers raffinés 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 des activités ordinaires tirés des ventes d'essence au détail, de diesel et de produits connexes, 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.

Les résultats des activités internationales menées en vertu des contrats de partage de la production (« CPP ») sont comptabilisés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société. Chaque CPP établit les coûts de prospection et de mise en valeur et les charges d'exploitation devant être financés par la Société, de même que les conditions selon lesquelles la Société peut, d'une part, récupérer de tels coûts et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production. La récupération des coûts se limite normalement à un pourcentage donné de la production de chaque exercice (« pétrole permettant de récupérer les coûts »). Le pétrole permettant de récupérer les coûts restant après que les coûts de Suncor ont été récupérés est appelé pétrole excédentaire et est réparti entre la Société et le gouvernement concerné. Dans l'hypothèse où une récupération est raisonnablement sûre, la Société comptabilise les produits des activités ordinaires lorsque la vente d'un produit à un tiers a lieu. Les produits des activités ordinaires comprennent également l'impôt sur le résultat payé au nom de la Société par ses partenaires gouvernementaux.

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. 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.

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 le classement des réserves prouvées et probables et les autorisations internes et externes appropriées, l'actif est viré aux immobilisations corporelles.

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, comme le matériel de tête de puits, les plateformes de puits, les puits jumelés, les plateformes extracôtières, les structures sous-marines et les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations estimés, 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, notamment les unités de valorisation des sables pétrolifères, les usines d'extraction, le matériel minier, les installations de traitement, les centrales électriques, les centrales de services publics et tous les actifs liés à l'énergie renouvelable, au raffinage et à la commercialisation, 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 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

Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement, y compris pour épuisement. Une fois que les coûts de ces actifs ont été virés aux immobilisations corporelles à titre de biens pétroliers et gaziers et que la production commerciale a commencé, ils 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, usines d'extraction et installations minières	10 à 40 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	5 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères <i>in situ</i>	30 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	30 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 et les immobilisations incorporelles qui ont une durée de vie utile indéterminée sont 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 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. La valeur des actifs des régimes est limitée au total du coût des services

passés non comptabilisés et de la valeur actualisée des avantages économiques disponibles, soit sous forme de remboursements futurs des régimes, soit sous forme de diminution des cotisations futures aux régimes (l'« effet du plafond de l'actif »). Tout surplus est immédiatement comptabilisé dans les autres éléments du résultat global. En outre, un passif minimal est comptabilisé lorsque les exigences de financement minimal prescrites par la loi au titre des services passés excède les avantages économiques disponibles sous forme de remboursements futurs des régimes ou sous forme de diminution des cotisations futures au régime.

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 obligations au titre des émissions sont évaluées au coût moyen pondéré par unité d'émission devant être engagé pour éteindre l'obligation au cours de la période de conformité et sont comptabilisées dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ou les achats dans la période au cours de laquelle les émissions sont produites.

Les achats de droits d'émission sont comptabilisés au poste « Autres actifs » à l'état de la situation financière et évalués au coût historique. Les droits d'émission obtenus par voie de subvention sont comptabilisés au montant nominal.

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 à court terme 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 outre, la Société a comptabilisé chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante locative en ce qui a trait aux réservoirs de stockage de pétrole brut.

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.

La Société détient des contrats de location visant des réservoirs de stockage, des pipelines, des wagons, des navires, des immeubles, des terrains et de l'équipement mobile.

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.

Changements climatiques

Suncor soutient les objectifs de l'Accord de Paris et s'est engagée à atteindre l'objectif à long terme consistant à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 dans toutes ses activités, y compris celles dans lesquelles elle possède une participation directe. Faire face aux changements climatiques et fournir de façon sécuritaire, abordable et fiable l'énergie dont le monde a besoin nécessite des investissements, des percées technologiques, des produits novateurs, le soutien des organismes de réglementation et des partenariats comme l'Alliance Nouvelles voies. Le rythme de l'évolution des politiques publiques, des comportements des consommateurs et de la demande de nouvelles options sobres en carbone qui en découlera demeure inconnu. Suncor s'est engagée à réduire les émissions issues de ses activités de base, tout en élargissant les activités complémentaires à faibles émissions et en collaborant avec ses clients, les gouvernements et ses partenaires afin de concrétiser les objectifs communs.

Les changements climatiques et la transition vers une économie sobre en carbone ont été pris en compte lors de l'établissement des états financiers consolidés, principalement lors de l'estimation des prix des marchandises utilisés dans l'analyse des pertes de valeur et des réserves. Ces éléments pourraient avoir une incidence importante sur les montants actuellement présentés à l'égard des actifs et passifs de la Société ci-après ainsi que sur les actifs et passifs similaires qui pourraient être comptabilisés dans le futur. Dans le cadre de sa planification courante, Suncor estime les coûts futurs liés aux émissions de GES dans ses activités ainsi que dans l'évaluation de projets futurs. La Société a recours à des scénarios climatiques futurs pour tester et évaluer la résilience de sa stratégie. Les changements dans les conditions de marché, la réglementation et les hypothèses et les changements climatiques de même que la demande mondiale en énergie en constante évolution et le développement mondial de sources

d'énergie de remplacement ne provenant pas de combustibles fossiles peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes, l'évaluation et la remise en état des actifs, ainsi que sur le calendrier et les exigences. Le moment où les marchés mondiaux de l'énergie passeront des sources à base de carbone aux énergies de remplacement et le rythme auquel cela sera fait sont très incertains.

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 et pertes de valeur ainsi que des charges de démantèlement et de remise en état et des regroupements d'entreprises. L'estimation des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur le jugement professionnel. Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2023 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 2023, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou de 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 et reprises

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.

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 et frais de mise en valeur futurs, 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

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles, en fonction des coûts futurs estimatifs 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 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 relatifs à l'utilisation de certaines technologies, 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.

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.

Impôt sur le résultat

La direction évalue ses positions fiscales annuellement ou lorsque les circonstances l'exigent, ce qui fait appel au jugement et pourrait donner lieu à différentes interprétations des lois fiscales applicables. La Société comptabilise une charge d'impôt lorsqu'un paiement aux autorités fiscales est considéré comme probable. Cependant, les résultats des audits, des réévaluations et des changements d'interprétation des normes peuvent entraîner un changement de ces positions et une éventuelle augmentation ou diminution significative des actifs, des passifs et du résultat net de la Société.

5. Nouvelles normes IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

Les normes, modifications et interprétations qui ont été adoptées, 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.

Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables

En février 2021, l'IASB a publié l'*Initiative concernant les informations à fournir – Méthodes comptables*. Selon cette modification, les entités doivent fournir des informations sur leurs méthodes comptables significatives plutôt que de décrire leurs principales méthodes comptables, afin de fournir des informations plus pertinentes et qui leur sont propres. La Société a adopté les modifications de manière prospective à la date de leur entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2023, et la première application a eu des incidences qui sont reflétées dans la note 3 des états financiers consolidés.

b) Prises de position comptables récemment publiées

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.

Obligations générales en matière d'informations financières liées à la durabilité et informations à fournir en lien avec les changements climatiques

En mars 2024, le Conseil canadien des normes d'information sur la durabilité a proposé des modifications propres au Canada à la norme IFRS S1, *Obligations générales en matière d'informations financières liées à la durabilité*, et à la norme IFRS S2, *Informations à fournir en lien avec les changements climatiques*, qui ont été publiées par le Conseil des normes internationales d'information sur la durabilité (ISSB) en juin 2023. Les nouvelles normes ajoutent des exigences en matière d'informations à fournir sur le développement durable et les changements climatiques aux fins de la présentation de l'information annuelle. Les versions canadiennes des normes IFRS S1 et IFRS S2 devraient pouvoir être adoptées volontairement à partir du 1^{er} janvier 2025. Les Autorités canadiennes en valeurs mobilières n'ont cependant pas encore confirmé si l'application de ces nouvelles normes sera obligatoire pour les émetteurs canadiens. La Société publie actuellement des informations sur le développement durable et les changements climatiques dans son Rapport sur le développement durable et son Rapport sur le climat annuels, et elle prévoit que l'application future de ces nouvelles normes entraînera des changements à ses états financiers consolidés.

6. Information sectorielle

Les secteurs opérationnels de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction. Les activités d'exploitation de chacun des secteurs sont résumées ci-dessous :

- 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, grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant d'installations minières et *in situ*. Ce secteur comprend aussi la participation conjointe de

la Société dans Syncrude et Fort Hills. En 2023, la Société a procédé à deux acquisitions distinctes de participations directes additionnelles dans les activités d'exploitation et d'extraction minières de Fort Hills, ce qui a fait passer sa participation de 54,11 % à 100 % (se reporter à la note 16). Les secteurs opérationnels relatifs aux activités minières, aux activités *in situ*, à Fort Hills et à Syncrude ont été regroupés en un seul secteur à présenter (Sables pétrolifères), en raison de la similitude des activités, y compris la production de bitume, et de la zone géographique et du contexte réglementaire unique où elles sont exercées.

- 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, ainsi que la commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel et la gestion des risques connexes. Les actifs terrestres internationaux comprennent les participations directes de la Société en Libye et en Syrie. Suncor a procédé au dessaisissement de ses activités au Royaume-Uni et de ses actifs en Norvège en 2023 et 2022, respectivement (se reporter à la note 16).
- 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.), et la gestion des risques connexes. Ce secteur comprend également la négociation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel et d'électricité.

La Société comptabilise dans le secteur Siège social et éliminations les activités qui ne peuvent pas être directement attribuées à un secteur opérationnel donné. Ce secteur comprenait auparavant des actifs liés à l'énergie renouvelable, lesquels ont été vendus au premier trimestre de 2023 (se reporter à la note 16). Le secteur Siège social comprend la dette et les coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, et les investissements dans certaines technologies propres.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétroliers		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	18 569	21 905	2 689	4 331	30 959	36 622	(11)	49	52 206	62 907
Produits intersectoriels	7 466	8 526	—	—	109	106	(7 575)	(8 632)	—	—
Moins les redevances	(2 623)	(3 963)	(491)	(608)	—	—	—	—	(3 114)	(4 571)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	23 412	26 468	2 198	3 723	31 068	36 728	(7 586)	(8 583)	49 092	58 336
Autres produits (pertes)	1 469	(53)	10	164	224	(60)	(49)	80	1 654	131
	24 881	26 415	2 208	3 887	31 292	36 668	(7 635)	(8 503)	50 746	58 467
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 935	2 050	—	—	23 867	27 261	(7 587)	(8 536)	18 215	20 775
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	9 329	9 152	475	490	2 558	2 427	1 021	738	13 383	12 807
Transport et distribution	1 213	1 210	76	101	521	396	(35)	(36)	1 775	1 671
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 902	7 927	483	(105)	934	844	116	120	6 435	8 786
Prospection	60	37	14	19	—	—	—	—	74	56
(Profit) perte à la cession d'actifs	(39)	(7)	(600)	66	(28)	(11)	(325)	(3)	(992)	45
Charges financières	670	413	69	95	57	57	471	1 446	1 267	2 011
	18 070	20 782	517	666	27 909	30 974	(6 339)	(6 271)	40 157	46 151
Bénéfice (perte) avant impôt	6 811	5 633	1 691	3 221	3 383	5 694	(1 296)	(2 232)	10 589	12 316
Charges (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	1 734	4 229
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	560	(990)
	—	—	—	—	—	—	—	—	2 294	3 239
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	8 295	9 077
Dépenses en immobilisations et frais de prospection¹⁾	4 096	3 540	668	443	1 002	816	62	188	5 828	4 987

1) 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 (133 M\$ en 2022).

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2023			2022		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	18 817	—	18 817	22 539	—	22 539
Bitume	7 218	—	7 218	7 892	—	7 892
	26 035	—	26 035	30 431	—	30 431
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 689	994	2 683	2 464	1 834	4 298
Gaz naturel	—	6	6	—	33	33
	1 689	1 000	2 689	2 464	1 867	4 331
Raffinage et commercialisation						
Essence	13 106	—	13 106	14 540	—	14 540
Distillat	15 283	—	15 283	18 663	—	18 663
Autres	2 679	—	2 679	3 525	—	3 525
	31 068	—	31 068	36 728	—	36 728
Siège social et éliminations	(7 586)	—	(7 586)	(8 583)	—	(8 583)
Total des produits bruts des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	51 206	1 000	52 206	61 040	1 867	62 907

Informations géographiques**Produits d'exploitation, déduction faite des redevances**

(en millions de dollars)	2023	2022
Canada	41 948	49 169
États-Unis	6 447	7 544
Autres pays	697	1 623
	49 092	58 336

Actifs non courants¹⁾

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Canada	71 438	66 346
États-Unis	2 624	2 629
Autres pays	584	1 026
	74 646	70 001

1) Exclut les actifs d'impôt différé.

7. Autres produits (pertes)

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

(en millions de dollars)	2023	2022
Activités de négociation de l'énergie et gestion du risque	307	(209)
Produit financier et produits d'intérêts ¹⁾²⁾	94	149
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et de réévaluations ³⁾	1 125	—
Produit d'assurance ⁴⁾	—	179
Autres ²⁾⁵⁾	128	12
	1 654	131

- 1) L'exercice 2023 comprend une perte de valeur de 158 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social.
- 2) Les montants de l'exercice précédent ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation du produit financier et des produits d'intérêts pour l'exercice à l'étude. À l'exercice 2022, un montant de 49 M\$ a été reclassé du poste « Autres » au poste « Produit financier et produits d'intérêts ». Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur le bénéfice net et se rapportait au secteur Siège social.
- 3) L'exercice 2023 comprend un montant de 1,1 G\$ au titre du profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses et de réévaluations (note 16) dans le secteur Sables pétroliers.
- 4) L'exercice 2022 comprend un produit d'assurance de 147 M\$ au titre de dommages matériels aux actifs de la Société en Libye, dans le secteur Exploration et production, et un produit d'assurance de 32 M\$ lié aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur des Sables pétroliers, dans le secteur Sables pétroliers.
- 5) L'exercice 2023 comprend un renversement d'une provision lié à un arrangement conclu avec une entreprise tierce de transformation de sous-produits dans le secteur Sables pétroliers. L'exercice 2022 comprend une contrepartie éventuelle de 50 M\$ US liée à la vente de la participation directe de la Société de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle au cours du quatrième trimestre de 2021, dans le secteur Exploration et production.

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)	2023	2022
Charge liée au personnel et aux services contractuels	8 458	8 037
Matériaux et équipement	2 518	1 901
Marchandises	1 739	2 196
Déplacements, marketing et autres ¹⁾	668	673
	13 383	12 807

- 1) Au deuxième trimestre de 2023, la Société a comptabilisé une charge de restructuration de 275 M\$ au poste « Déplacements, marketing et autres ».

9. Charges financières

Les charges financières se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2023	2022
Intérêts sur la dette	783	815
Intérêts sur les obligations locatives	198	167
Intérêts incorporés à l'actif, au taux de 5,9 % (5,2 % en 2022)	(255)	(168)
Charge d'intérêts	726	814
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	49	51
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	11	41
Charge de désactualisation	532	316
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(184)	729
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	133	28
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	32
	1 267	2 011

10. Impôt sur le résultat

Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2023	2022
Impôt exigible		
Exercice écoulé	1 782	4 333
Ajustements de l'impôt exigible d'exercices précédents	(48)	(104)
Impôt différé		
Naissance et résorption de différences temporaires	542	(1 063)
Ajustements relatifs à l'impôt différé d'exercices précédents	96	54
Modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	(60)	(27)
Variation des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(18)	46
Total de la charge d'impôt sur le résultat	2 294	3 239

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)	2023	2022
Bénéfice avant impôt sur le résultat	10 589	12 316
Taux d'impôt prévu par la loi canadienne	23,99 %	24,16 %
Impôt prévu par la loi	2 540	2 976
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Partie non imposable des (gains) pertes en capital	(10)	67
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	14	—
Cotisations et ajustements	63	(49)
Incidence des modifications des taux d'impôt et des lois fiscales ¹⁾	(74)	(84)
Partie non imposable des acquisitions et cessions ²⁾	(461)	(25)
Écart du taux d'impôt étranger ³⁾	234	290
Variation des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(18)	46
Autres	6	18
Total de la charge d'impôt sur le résultat	2 294	3 239
Taux d'impôt effectif	21,7 %	26,3 %

- 1) L'exercice clos le 31 décembre 2022 comprend un recouvrement d'impôt exigible de 39 M\$ lié à la vente des actifs éoliens et solaires de la société (note 16).
- 2) L'exercice clos le 31 décembre 2023 comprend un profit non imposable sur la cession des activités au Royaume-Uni et un profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses sur l'acquisition de TotalEnergies Canada (note 16).
- 3) L'exercice clos le 31 décembre 2022 comprend un recouvrement d'impôt différé de 171 M\$ lié à la vente des actifs de la Société au Royaume-Uni (note 16).

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	
	2023	2022	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Immobilisations corporelles	(423)	(729)	10 996	11 093
Provision pour démantèlement et remise en état	(25)	(10)	(2 644)	(2 292)
Régimes de retraite du personnel	(23)	(92)	(278)	(297)
Pertes fiscales reportées en avant ¹⁾	867	(14)	(11)	(29)
Autres	164	(145)	(147)	(111)
(Recouvrement) charge et passif d'impôt différé, montant net	560	(990)	7 916	8 364

1) Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, la Société a utilisé des pertes fiscales découlant de l'acquisition de TotalEnergies Canada (note 16).

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	2023	2022
Passif d'impôt différé, montant net, à l'ouverture de l'exercice	8 364	9 081
Montant comptabilisé dans (le recouvrement) la charge d'impôt différé	560	(990)
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	42	264
Écart de conversion, acquisition, cession et autres éléments	(1 050)	9
Passif d'impôt différé, montant net, à la clôture de l'exercice	7 916	8 364

Soldes d'impôt différé inclus dans les capitaux propres

(en millions de dollars)	2023	2022
Impôt différé inclus dans les autres éléments du résultat global		
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel	42	264
Total de la charge d'impôt comptabilisée en capitaux propres	42	264

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 101 M\$ (120 M\$ en 2022) pour des pertes en capital de 845 M\$ (986 M\$ en 2022) 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 2023 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)	2023	2022
Bénéfice net	8 295	9 077
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 308	1 387
Titres dilutifs		
Effet des options sur actions	2	3
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 310	1 390
(en dollars par action ordinaire)		
Bénéfice de base par action	6,34	6,54
Bénéfice dilué par action	6,33	6,53

12. Trésorerie et équivalents de trésorerie

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Trésorerie	1 717	1 782
Équivalents de trésorerie	12	198
	1 729	1 980

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)	2023	2022
Créances	526	(1 750)
Stocks	(153)	(1 128)
Dettes fournisseurs et charges à payer	(415)	1 512
Tranche courante des provisions	339	(286)
Impôt à payer (montant net)	(1 258)	(717)
	(961)	(2 369)
Attribuable aux :		
Activités d'exploitation	(981)	(2 421)
Activités d'investissement	20	52
	(961)	(2 369)

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 2021	1 284	310	2 540	231	13 989	427	—
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :							
Émission de papier commercial, montant net	1 473	—	—	—	—	—	—
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	(233)	(4 895)	—	—
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	32	—	—
(Profits) pertes de change réalisé(e)s	(19)	15	—	2	(91)	—	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	(2 596)
Paievements au titre des obligations locatives	—	(329)	—	—	—	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	(14)	—
Autres	—	—	—	—	(13)	—	—
Variations hors trésorerie :							
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	2 596
Pertes (profits) de change latent(e)s	69	—	(25)	—	778	—	—
Décomptabilisation de contrats de location	—	—	(22)	—	—	—	—
Reclassement d'obligations locatives	—	321	(321)	—	—	—	—
Frais de financement différés	—	—	—	—	—	—	—
Nouvelles obligations locatives	—	—	523	—	—	—	—
Au 31 décembre 2022	2 807	317	2 695	—	9 800	413	—

(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
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :							
Émission de papier commercial, montant net	(2 343)	—	—	—	1 500	—	—
Produit brut de l'émission de titres de créance à long terme	—	—	—	—	—	—	—
Frais d'émission de titres de créance	—	—	—	—	(8)	—	—
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	—	(5)	—	—
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—
(Profits) pertes de change réalisé(e)s	38	—	—	—	5	—	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	(2 749)
Paiements au titre des obligations locatives	—	(331)	—	—	—	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	(16)	—
Autres	—	—	—	—	(3)	1	—
Variations hors trésorerie :							
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	2 749
Pertes (profits) de change latent(e)s	(8)	(3)	(14)	—	(202)	—	—
Décomptabilisation de contrats de location	—	—	(682)	—	—	—	—
Reclassement d'obligations locatives	—	365	(365)	—	—	—	—
Frais de financement différés	—	—	—	—	—	—	—
Nouvelles obligations locatives	—	—	1 844	—	—	—	—
Au 31 décembre 2023	494	348	3 478	—	11 087	398	—

14. Stocks

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Pétrole brut ¹⁾²⁾	2 127	2 224
Produits raffinés	2 224	2 014
Matières, fournitures et marchandises ¹⁾	994	834
Reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (note 33)	—	(14)
	5 365	5 058

1) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des stocks de l'exercice à l'étude. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, un montant de 149 M\$ a été reclassé du pétrole brut aux matières, fournitures et marchandises. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur la présentation des stocks dans l'état de la situation financière consolidé.

2) Comprend un montant de 113 M\$ au titre des stocks détenus aux fins de négociation (131 M\$ en 2022), 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 2023, des stocks de produits acquis de 18,2 G\$ (21,7 G\$ en 2022) ont été passés en charges.

15. Immobilisations corporelles

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Installations et matériel	Total
Coût			
Au 31 décembre 2021	41 230	85 329	126 559
Entrées	1 149	4 261	5 410
Virements depuis les actifs de prospection et d'évaluation	34	—	34
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	1 321	(10)	1 311
Cessions et montants décomptabilisés	(585)	(884)	(1 469)
Ajustements liés au taux de change	101	218	319
Reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (note 33)	(4 475)	(480)	(4 955)
Au 31 décembre 2022	38 775	88 434	127 209
Entrées	591	5 477	6 068
Acquisition (note 16) ¹⁾	1 793	6 076	7 869
Virements	958	(958)	—
Variation de l'obligation pour démantèlement et remise en état	1 346	94	1 440
Cessions et montants décomptabilisés	(8)	(1 850)	(1 858)
Ajustements liés au taux de change	(128)	(87)	(215)
Dessaisissements (note 16) ¹⁾	(2 226)	(12 705)	(14 931)
Au 31 décembre 2023	41 101	84 481	125 582
Provision cumulée			
Au 31 décembre 2021	(25 227)	(35 786)	(61 013)
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	(1 049)	(7 347)	(8 396)
Cessions et montants décomptabilisés	510	338	848
Ajustements liés au taux de change	(60)	(107)	(167)
Reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (note 33)	4 111	62	4 173
Au 31 décembre 2022	(21 715)	(42 840)	(64 555)
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	(1 686)	(4 352)	(6 038)
Virements	(1 090)	1 090	—
Cessions et montants décomptabilisés	4	1 611	1 615
Ajustements liés au taux de change	132	23	155
Dessaisissements (note 16) ¹⁾	1 044	9 847	10 891
Au 31 décembre 2023	(23 311)	(34 621)	(57 932)
Immobilisations corporelles, montant net			
31 décembre 2022	17 060	45 594	62 654
31 décembre 2023	17 790	49 860	67 650

1) En ce qui concerne l'acquisition de Teck (note 16) et de TotalEnergies Canada (note 16), Suncor est réputée avoir cédé ses participations préexistantes dans Fort Hills, lesquelles ont été présentées comme des dessaisissements, puis acquises de nouveau à la juste valeur. Ainsi, les acquisitions comprennent la totalité de la juste valeur des immobilisations corporelles liées à l'acquisition de TotalEnergies Canada, y compris la réévaluation de la participation directe existante et la capacité résiduelle d'un pipeline régional.

(en millions de dollars)	31 décembre 2023			31 décembre 2022		
	Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette	Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette
Sables pétrolières	89 230	(37 629)	51 601	92 601	(45 288)	47 313
Exploration et production	17 364	(11 750)	5 614	16 541	(11 360)	5 181
Raffinage et commercialisation	17 923	(8 038)	9 885	17 101	(7 435)	9 666
Siège social et éliminations	1 065	(515)	550	966	(472)	494
	125 582	(57 932)	67 650	127 209	(64 555)	62 654

Au 31 décembre 2023, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 7,9 G\$ (6,3 G\$ au 31 décembre 2022). Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, les activités du Royaume-Uni, présentées dans le secteur Exploration et production, et les actifs éoliens et solaires, présentés dans le secteur Siège social, ont été classés à titre d'actifs détenus en vue de la vente (note 33).

16. Transactions et dépréciation d'actifs

Aucune autre indication de dépréciation ou de reprise n'a été repérée au 31 décembre 2023.

Sables pétrolières

Acquisition d'une participation directe supplémentaire dans Fort Hills

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

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

(en millions de dollars)

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

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

La juste valeur des créances et des dettes fournisseurs se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 27). Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les volumes de production, les prix des marchandises (y compris les taux de change), les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations prévus (les « hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus »).

La participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills a fait augmenter de 501 M\$ les produits bruts et de 22 M\$ le bénéfice net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2023.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2023, la participation directe supplémentaire aurait fait augmenter d'un montant additionnel de 20 M\$ les produits bruts et aurait fait diminuer d'un montant de 21 M\$ le bénéfice net, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 52,2 G\$ et un bénéfice net consolidé de 8,3 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

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

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

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

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

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

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises par étapes au moyen de la méthode de l'acquisition aux termes de l'IFRS 3. Selon la méthode de l'acquisition, les actifs et passifs sont comptabilisés à leur juste valeur à la date d'acquisition. En outre, lorsque l'acquéreur obtient le contrôle par étapes, la participation préalablement détenue est réévaluée à la juste valeur à la date d'acquisition et un profit ou une perte est comptabilisé en résultat net.

La juste valeur des créances et des dettes fournisseurs se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks a été établie au moyen des prix de marché et des taux auprès des sources d'établissement des prix disponibles. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 27). Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les volumes de production, les prix des marchandises (compte tenu des taux de change), les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations prévus (les « hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus »). L'actif d'impôt différé comptabilisé après l'acquisition de TotalEnergies Canada sous-tend de nombreuses hypothèses posées par la direction et l'interprétation des lois fiscales qui s'appliquent aux circonstances entourant les positions fiscales historiques prises par TotalEnergies Canada et dans le cadre de son acquisition.

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

(en millions de dollars)	
Contrepartie totale ¹⁾	1 832
Actifs nets acquis	(3 030)
Profit résultant d'une acquisition à des conditions avantageuses	(1 198)
Perte à la réévaluation de la participation directe existante	17
Juste valeur de la relation préexistante	56
Profit découlant d'une acquisition à prix avantageux et réévaluations (note 7)	(1 125)

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

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

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

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

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

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

Exploration et production

Vente des activités au Royaume-Uni

Au cours du deuxième trimestre de 2023, la Société a mené à bien la vente de ses activités au Royaume-Uni, y compris ses participations dans les actifs Buzzard et Rosebank situés dans la portion britannique de la mer du Nord, pour un produit brut de 1,1 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit de 607 M\$ après impôt (607 M\$ avant impôt). Ce montant comprend un profit de change de 25 M\$ comptabilisé par suite de la sortie. Les activités au Royaume-Uni sont présentées dans le secteur Exploration et production.

Siège social

Vente d'actifs éoliens et solaires

Au cours du premier trimestre de 2023, la Société a mené à terme la vente de ses actifs éoliens et solaires (Forty Mile, Adelaide, Magrath et Chin Chute) pour un produit brut d'environ 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais liés à la clôture, ce qui a donné lieu à un profit après impôt sur la vente d'environ 260 M\$ (302 M\$ avant impôt). Les actifs éoliens et solaires étaient présentés dans le secteur Siège social.

Dépréciation d'actifs et transactions en 2022

Aucune indication de perte de valeur ou de reprise de pertes de valeur n'a été repérée au 31 décembre 2022.

Sables pétrolifères

Actifs de Fort Hills

Au cours du quatrième trimestre de 2022, la Société a conclu une entente en vue d'acquiescer la participation de 21,3 % de Teck dans le projet Fort Hills. Avant de conclure l'entente avec Teck, la Société a également mis à jour son plan à long terme concernant Fort Hills, ce qui comprend une baisse de la production brute et une augmentation des charges d'exploitation par baril pour les trois prochaines années.

La direction a tenu compte de ces indicateurs de dépréciation et elle a effectué un test de dépréciation au moyen des valeurs recouvrables établies selon la juste valeur diminuée des coûts de la vente. Une perte de valeur de 2,6 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,8 G\$) a été comptabilisée au titre de la quote-part de Fort Hills dans le secteur des Sables bitumineux au troisième trimestre de 2022. Une méthode des flux de trésorerie attendus fondée sur les hypothèses propres à l'actif suivantes (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 27) a été utilisée :

- des cours du Western Canada Select (WCS) prévus de 69,00 \$ US/b en 2023, de 62,00 \$ US/b en 2024 et d'un prix moyen de 50,00 \$ US/b de 2025 à 2031, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2060, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- une quote-part de la Société dans la production allant de 87 000 b/j à 106 000 b/j pour la durée de vie du projet;
- des charges d'exploitation décaissées moyennes d'environ 25,00 \$/b pour la durée de vie du projet (en dollars réels), ce qui reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ajustés pour tenir compte des coûts non liés à la production, y compris la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les produits liés à l'énergie excédentaire produite;
- un taux de change moyen établi à 0,76 \$ US pour un dollar canadien;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 8,25 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT de Fort Hills s'établissait à 2,8 G\$ (après impôt) au 30 septembre 2022. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours et aux taux d'actualisation. Une diminution moyenne des cours de 5 % sur la durée de vie du projet se traduirait pour la Société par une charge de dépréciation supplémentaire d'environ 1,0 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une charge de dépréciation supplémentaire d'environ 0,2 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills.

Exploration et production

Actifs de White Rose

Au deuxième trimestre de 2022, la Société a annoncé que, parallèlement à la décision des propriétaires de la coentreprise de relancer le projet d'extension ouest de White Rose, elle avait accru sa participation dans les actifs de White Rose de 12,5 %, la portant à environ 39 % (environ 26 % auparavant). La décision de relancer le projet a été prise en raison de la révision de la structure des redevances et du plan de mise en valeur. La Société a reçu une contrepartie en trésorerie de 38 M\$ (déduction faite de l'impôt de 12 M\$) pour l'acquisition de la participation directe supplémentaire, qui a été principalement attribuée à l'obligation liée à la mise hors service d'actifs et aux immobilisations corporelles du projet. Par suite de ces événements, au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a effectué un test de reprise de pertes de valeur à l'égard de l'UGT White Rose, puisque la valeur recouvrable de cette UGT était sensible à la relance. Le test de reprise de pertes de valeur a été effectué au moyen des valeurs recouvrables établies selon la juste valeur diminuée des coûts de cession. Une méthode des flux de trésorerie attendus a été utilisée selon les principales hypothèses ci-après (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 27).

À la suite du test de reprise de pertes de valeur, il a été déterminé que les montants recouvrables étaient supérieurs à la valeur comptable de l'UGT de White Rose. Ainsi, la Société a comptabilisé une reprise de pertes de valeur de 542 M\$ (déduction faite de l'impôt de 173 M\$) au titre de sa quote-part des actifs de White Rose précédente dans le secteur Exploration et production. La valeur recouvrable a été déterminée en fonction des hypothèses propres à l'actif suivantes :

- des cours du Brent prévus de 85,00 \$ US/b en 2023, de 68,00 \$ US/b en 2024 et de 69,00 \$ US/b en 2025, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet jusqu'en 2038, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- une production des premiers barils de pétrole pour le projet d'extension ouest de White Rose au cours du premier semestre de 2026 et une quote-part de la Société dans la production d'environ 9 800 b/j (selon sa participation directe antérieure d'environ 26 %) au cours de la durée du projet;
- une quote-part de la Société des dépenses en immobilisations futures de 1,5 G\$, ce qui tient compte du projet d'extension ouest de White Rose;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % (après impôt).

Actifs en Norvège

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a réalisé la vente de ses actifs en Norvège, y compris sa participation directe de 30 % dans Oda et sa participation directe de 17,5 % dans l'entreprise commune de mise en valeur Fenja, pour un produit net de 297 M\$ (déduction faite de la trésorerie cédée de 133 M\$), ce qui a donné lieu à une perte de 65 M\$, compte tenu de l'incidence du change. Les actifs en Norvège sont présentés dans le secteur Exploration et production.

La Société a reclassé les actifs et les passifs liés à ses activités en Norvège à titre d'actifs détenus en vue de la vente et a soumis ses actifs détenus en vue de la vente en Norvège à un test de dépréciation au 30 juin 2022. Le test de dépréciation a été effectué au moyen du plus faible de la valeur comptable et de la juste valeur diminuée des coûts de la vente (données d'évaluation de la juste valeur de niveau 2 – note 27). Par suite des tests de dépréciation, la Société a comptabilisé une charge de 47 M\$ relative à sa quote-part des activités en Norvège, déduction faite d'un ajustement d'impôt différé de 23 M\$.

17. Actifs au titre de droits d'utilisation et contrats de location

Actifs au titre de droits d'utilisation pris en compte dans les immobilisations corporelles :

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Immobilisations corporelles, montant net – compte non tenu des actifs au titre de droits d'utilisation	63 982	59 778
Actifs au titre de droits d'utilisation	3 668	2 876
	67 650	62 654

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 1 ^{er} janvier 2022	3 861
Entrées et ajustements	523
Cessions	(156)
Écarts de change	20
Au 31 décembre 2022	4 248
Entrées et ajustements	423
Acquisitions ¹⁾ (note 16)	1 425
Cessions ²⁾	(176)
Dessaisissement ¹⁾ (note 16)	(707)
Écarts de change	(7)
Au 31 décembre 2023	5 206
Provision cumulée	
1 ^{er} janvier 2022	(1 136)
Amortissement	(356)
Cessions	126
Écarts de change	(6)
Au 31 décembre 2022	(1 372)
Amortissement	(358)
Cessions ²⁾	94
Dessaisissement ¹⁾ (note 16)	96
Écarts de change	2
Au 31 décembre 2023	(1 538)
Actifs au titre de droits d'utilisation, montant net	
31 décembre 2022	2 876
31 décembre 2023	3 668

1) En ce qui concerne l'acquisition par étapes de Teck (note 16) et de TotalEnergies Canada (note 16), Suncor est réputée avoir cédé ses participations préexistantes dans Fort Hills, lesquelles ont été présentées comme des dessaisissements, puis acquises de nouveau à la juste valeur. Ainsi, les acquisitions comprennent la totalité de la juste valeur des provisions au titre du démantèlement et de la remise en état liée à l'acquisition de TotalEnergies Canada, y compris la réévaluation de la participation directe existante et la capacité résiduelle d'un pipeline régional.

2) Les cessions ont principalement trait à la résiliation anticipée de contrats de location.

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 2023, le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location, compte non tenu de la charge relative aux contrats de location à court terme et de la charge relative aux contrats de location variables, s'est établi à 529 M\$ (496 M\$ en 2022).

18. Actifs de prospection et d'évaluation

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Solde à l'ouverture de l'exercice	1 995	2 226
Acquisitions et ajouts	3	41
Virements dans les actifs pétroliers et gaziers	—	(34)
Cessions et montants décomptabilisés	(240)	—
Reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (note 33)	—	(239)
Ajustements liés au taux de change	—	1
Solde à la clôture de l'exercice	1 758	1 995

En 2023, la Société a décomptabilisé un montant de 240 M\$ à l'égard de ses propriétés en cours d'aménagement de Meadow Creek dans le secteur Sables pétrolifères, car ces propriétés ne s'inscrivent plus dans les plans de mise en valeur futurs de la Société.

19. Autres actifs

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Participations ¹⁾	490	532
Frais payés d'avance	661	481
Régimes de retraite (note 23)	207	212
Autres ¹⁾	352	541
	1 710	1 766

1) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des autres actifs adoptée pour les périodes à l'étude. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2022, un montant de 226 M\$ a été reclassé du poste « Participations » au poste « Autres ». Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur les autres actifs présentés dans les états consolidés de la situation financière.

Les frais payés d'avance comprennent les créances non courantes relatives aux acomptes versés au fonds de remise en état visant Syncrude afin de soutenir les activités à cet effet et aux crédits d'émissions, qui ne seront probablement pas réglées dans moins d'un an.

Le poste « Autres » comprend les créances non courantes relatives aux avis de nouvelle cotisation reçus de l'Agence du revenu du Canada, qui ne seront probablement pas réglées dans moins d'un an.

20. Goodwill et autres immobilisations incorporelles

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères – goodwill	Raffinage et commercialisation – goodwill	Autres immobilisations incorporelles	Total
Au 31 décembre 2021	2 752	140	631	3 523
Entrées	—	—	140	140
Amortissement	—	—	(57)	(57)
Reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (note 33)	—	—	(20)	(20)
Au 31 décembre 2022	2 752	140	694	3 586
Entrées	—	—	22	22
Amortissement	—	—	(80)	(80)
Au 31 décembre 2023	2 752	140	636	3 528

La Société a soumis à un test de dépréciation le secteur Sables pétrolifères au 31 décembre 2023. 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 des secteurs.

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, aux dépenses en immobilisations et aux dépenses de maintenance. Ces estimations sont validées par rapport aux estimations approuvées dans le cadre du processus annuel d'évaluation des réserves de la Société et permettent d'établir la durée des flux de trésorerie sous-jacents utilisés aux fins du test par actualisation des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie projetés tiennent compte des appréciations actuelles, par le marché, des principales hypothèses, notamment les changements climatiques, 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 27).

Les estimations de flux de trésorerie futurs sont actualisées par application des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque après impôt. Le taux d'actualisation après impôt appliqué aux projections de flux de trésorerie était en moyenne de 7,8 % (7,8 % en 2022). La Société a fondé ses projections de flux de trésorerie sur un prix du West Texas Intermediate de 76,00 \$ US/b pour 2024, de 73,44 \$ US/b pour 2025, de 71,79 \$ US/b pour 2026 suivis d'une croissance de 2 % par année par la suite, ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité. La période de projection des flux de trésorerie allait de 50 à 55 ans. Par suite de cette analyse, la direction n'a comptabilisé aucune dépréciation du goodwill dans le secteur Sables pétrolifères.

La Société a également soumis les UGT de son secteur Raffinage et commercialisation à un test de dépréciation du goodwill. 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 des UGT. La valeur actualisée s'appuie principalement sur les résultats passés ajustés en fonction de la conjoncture actuelle. Par suite de cette analyse, la direction n'a comptabilisé aucune dépréciation du goodwill dans le secteur Raffinage et commercialisation.

21. Emprunts et facilités de crédit

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

Dettes à court terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Papier commercial ¹⁾	494	2 807

1) Le papier commercial est financé par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un consortium de prêteurs. La Société est autorisée à émettre du papier commercial d'une valeur maximale de 5,0 G\$ et dont l'échéance est d'au plus 365 jours. Au 31 décembre 2023, le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 5,57 % (4,93 % au 31 décembre 2022).

Dettes à long terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Emprunts à échéance fixe²⁾³⁾		
Billets à moyen terme de série 9 à 5,60 %, échéant en 2025	1 000	—
Billets à moyen terme de série 10 à 5,40 %, échéant en 2026	500	—
Billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026	115	115
Débetures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 \$ US)	369	381
Billets à 8,20 %, échéant en 2027 (59 \$ US) ⁴⁾	57	61
Débetures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 \$ US)	333	342
Billets à moyen terme de série 6 à 3,10 %, échéant en 2029	79	79
Billets à moyen terme de série 7 à 5,00 %, échéant en 2030	154	154
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 \$ US)	659	676
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 \$ US)	153	161
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 \$ US)	659	675
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 \$ US)	262	268
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	279	279
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 516	1 553
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 \$ US)	1 204	1 235
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 \$ US)	988	1 013
Billets à 6,00 %, échéant en 2042 (152 \$ US) ⁴⁾	42	35
Billets à moyen terme de série 5 à 4,34 %, échéant en 2046	300	300
Billets à 4,00 %, échéant en 2047 (750 \$ US)	987	1 011
Billets à moyen terme de série 8 à 3,95 %, échéant en 2051	493	493
Billets à 3,75 %, échéant en 2051 (750 \$ US)	980	1 009
Total de la dette à long terme non garantie	11 129	9 840
Obligations locatives ⁵⁾	3 826	3 012
Frais de financement différés	(42)	(40)
	14 913	12 812
Tranche courante de la dette à long terme et obligations locatives		
Obligations locatives	(348)	(317)
Dettes à long terme	—	—
	(348)	(317)
Total des obligations locatives à long terme	3 478	2 695
Total de la dette à long terme	11 087	9 800

2) La valeur de la dette inclut le solde non amorti des primes ou escomptes.

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

4) Dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (COS).

5) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 0,9 % à 13,4 % et les dates d'échéance, de 2024 à 2062.

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

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

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

- billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026, d'un montant en capital de 700 M\$ (remboursement partiel de 585 M\$);
- billets à 8,20 %, échéant en 2027, d'un montant en capital de 59 M\$ US (remboursement partiel de 16 M\$ US);
- billets à moyen terme de série 6 à 3,10 %, échéant en 2029, d'un montant en capital de 750 M\$ (remboursement partiel de 671 M\$);
- billets à moyen terme de série 7 à 5,00 %, échéant en 2030, d'un montant en capital de 1,3 G\$ (remboursement partiel de 1,1 G\$);
- billets à 5,35 %, échéant en 2033, d'un montant en capital de 300 M\$ US (remboursement partiel de 178 M\$ US);
- billets de 5,95 % venant à échéance en 2035, d'un capital de 600 M\$ US (remboursement partiel de 401 M\$ US);
- billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037, d'un montant en capital de 600 M\$ (remboursement partiel de 321 M\$);
- billets à 6,00 %, échéant en 2042, d'un montant en capital de 142 M\$ US (remboursement partiel de 110 M\$ US).

Au cours du deuxième trimestre de 2022, la Société a réalisé le rachat anticipé, à la valeur nominale, de ses billets à 2,80 % en circulation d'une valeur de 450 M\$ US et de ses billets à 3,10 % en circulation d'une valeur de 550 M\$ US qui devaient initialement arriver à échéance respectivement en 2023 et en 2025. La Société a aussi réalisé le rachat partiel, à la valeur nominale, d'une tranche de 10,2 M\$ US de ses billets à 6,00 % en circulation d'une valeur de 152 M\$ US arrivant à échéance en 2042.

Au cours du premier trimestre de 2022, la Société a réalisé un rachat anticipé de ses billets à 4,50 % en circulation d'une valeur de 182 M\$ US qui devaient initialement arriver à échéance au deuxième trimestre de 2022.

Paievements prévus au titre du remboursement de la dette

Les remboursements de capital prévus au 31 décembre 2023 au titre des obligations locatives, de la dette à court terme et de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Remboursement
2024	842
2025	1 310
2026	1 246
2027	307
2028	570
Par la suite	11 132
	15 407

Facilités de crédit

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

(en millions de dollars)	2023
Entièrement renouvelable et échéant en 2026	5 451
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	1 520
Total des facilités de crédit	6 971
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(494)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(944)
Total des facilités de crédit inutilisées ¹⁾	5 533

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidité ont augmenté pour atteindre 4,957 G\$ au 31 décembre 2023, alors qu'elles totalisaient 2,900 G\$ au 31 décembre 2022.

22. Autres passifs à long terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 23)	598	564
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 26)	339	469
Passif au titre du partenariat (note 27) ¹⁾	398	413
Produits différés	13	22
Prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») en Libye ²⁾	83	85
Autres	57	89
	1 488	1 642

- 1) En 2023, la Société a versé des distributions de 65 M\$ aux partenaires du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est (60 M\$ en 2022), dont 49 M\$ (51 M\$ en 2022) ont été attribués à la charge d'intérêts et 16 M\$ (9 M\$ en 2022), au principal.
- 2) La Société avait une obligation de 500 M\$ US liée à une prime à la signature se rapportant à la ratification, par Petro-Canada, de six CEPP en Libye. La valeur comptable de la prime à la signature des CEPP en Libye s'est établie à 83 M\$ au 31 décembre 2023 (85 M\$ au 31 décembre 2022).

23. 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 au Royaume-Uni, et tous les ans aux États-Unis et en Allemagne. Les évaluations les plus récentes pour les régimes canadiens et britanniques enregistrés sont datées 31 décembre 2022. À des fins comptables, la Société évalue les actifs des régimes et réévalue l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre. En 2023, le régime à prestations définies britannique a été vendu dans le cadre de la vente des activités au Royaume-Uni (se reporter à la note 16).

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 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	
	2023	2022	2023	2022
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations à l'ouverture de l'exercice	6 155	8 303	519	672
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	165	263	12	19
Cotisations salariales	17	17	—	—
Prestations versées	(345)	(367)	(30)	(28)
Coût financier	305	246	26	20
Incidence des taux de change	(122)	—	—	—
Obligations cédées (note 16)	—	(2)	—	—
Règlements	9	10	—	—
Indemnités de départ	6	—	—	—
Réévaluation actuarielle :				
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des passifs des régimes	6	(86)	3	3
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	—	—	—	—
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses financières	411	(2 229)	29	(167)
Obligation au titre des prestations à la clôture de l'exercice	6 607	6 155	559	519
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes à l'ouverture de l'exercice	6 471	7 701	—	—
Cotisations patronales	(27)	61	—	—
Cotisations salariales	17	17	—	—
Prestations versées	(327)	(347)	—	—
Obligations cédées (note 16)	(153)	—	—	—
Incidence des taux de change	1	(4)	—	—
Règlements	9	10	—	—
Frais d'administration	(6)	(2)	—	—
Revenu sur les actifs des régimes	320	225	—	—
Réévaluation actuarielle				
Rendement sur les actifs des régimes supérieur (inférieur) au taux d'actualisation	433	(1 190)	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	6 738	6 471	—	—
Variation du surplus irrécouvrable				
Surplus irrécouvrable à l'ouverture de l'exercice	187	—	—	—
Intérêt sur le surplus irrécouvrable	10	—	—	—
Variation du surplus irrécouvrable au cours de l'exercice	(197)	187	—	—
Surplus irrécouvrable à la clôture de l'exercice	—	187	—	—
Surplus (obligation non capitalisée), montant net, à la clôture de l'exercice	131	129	(559)	(519)

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 2023	31 décembre 2022
Montants imputés aux postes suivants :		
Autres actifs (note 19)	207	212
Dettes fournisseurs et charges à payer	(37)	(38)
Autres passifs à long terme (note 22)	(598)	(564)
	(428)	(390)

Le gouvernement de l'Alberta a publié des modifications aux règlements afférents à la loi intitulée *Employment Pension Plans Act* visant d'autres allègements aux fins de capitalisation pour les administrateurs de régimes de retraite agréés en Alberta. La Société a pu bénéficier de l'allègement aux fins de la capitalisation à compter de la fin de 2020 pour ce qui est de son régime de retraite à prestations définies et de son régime de retraite à cotisations définies en fonction des niveaux de capitalisation du régime de retraite à prestations définies. En 2022, après le dépôt des nouvelles évaluations actuarielles visant la capitalisation, la Société a obtenu une nouvelle exonération de cotisations en ce qui a trait aux régimes à prestations définies. En 2023, la Société a obtenu une nouvelle 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 2025.

Au 31 décembre 2023, 91 % du montant net total des obligations était lié à l'obligation au titre des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada (96 % au 31 décembre 2022). 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 15,7 ans (16,4 ans en 2022).

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2023	2022	2023	2022
Analyse du montant passé en résultat net :				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	165	263	12	19
Coût (produit) financier	(15)	21	26	20
Charge au titre des régimes à prestations définies	150	284	38	39
Charge au titre des régimes à cotisations définies	56	95	—	—
Charge totale au titre des régimes de prestations passée en résultat net	206	379	38	39

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

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires retraite	
	2023	2022	2023	2022
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des variations des données liées à l'expérience	6	(86)	3	3
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des variations des hypothèses financières	411	(2 229)	29	(167)
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	—	—	—	—
Pertes (gains) relatifs aux obligations au titre des prestations	417	(2 315)	32	(164)
Rendement des actifs des régimes (supérieur) inférieur au taux d'actualisation (exclusion faite des montants inclus dans le coût financier net)	(433)	1 190	—	—
Autres éléments du résultat global cédés par dessaisissements	11	—	—	—
Effet du plafond de l'actif	(197)	187	—	—
(Profit) perte sur les actifs des régimes	(619)	1 377	—	—
(Gains actuariels) pertes actuarielles comptabilisé(e)s dans les autres éléments du résultat global	(202)	(938)	32	(164)

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 2023	31 décembre 2022	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Taux d'actualisation	4,60	5,10	4,60	5,10
Taux de croissance de la rémunération	3,00	3,00	3,00	3,00

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.

Pour calculer le coût prévu des avantages complémentaires de retraite, il a été présumé que le coût pour les soins de santé augmenterait annuellement de 5 %.

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	(17)	20
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(767)	963

(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	(58)	70
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	(19)

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)	2023	2022
Titres de capitaux propres	53	52
Titres à revenu fixe	22	27
Actifs des régimes, composés de :		
- Titres du secteur de l'immobilier	25	21
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.

24. Provisions

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état ¹⁾	Redevances	Autres ²⁾	Total
Au 31 décembre 2021	8 792	222	541	9 555
Passifs engagés	114	89	3	206
Modification du taux d'actualisation	(2 456)	—	—	(2 456)
Modification des estimations	3 596	(4)	69	3 661
Passifs réglés	(314)	(125)	(332)	(771)
Désactualisation	316	—	—	316
Cession d'actifs	62	—	—	62
Reclassé dans les actifs détenus en vue de la vente (note 33)	(226)	—	—	(226)
Incidence des taux de change	17	—	—	17
Au 31 décembre 2022	9 901	182	281	10 364
Moins la tranche courante	(337)	(182)	(45)	(564)
	9 564	—	236	9 800
Au 31 décembre 2022	9 901	182	281	10 364
Passifs engagés	212	134	327	673
Acquisitions (note 16) ³⁾	1 242	—	—	1 242
Modification du taux d'actualisation	515	—	—	515
Modification des estimations	688	—	(123)	565
Passifs réglés	(390)	(26)	(113)	(529)
Désactualisation	532	—	—	532
Cession d'actifs	(17)	—	—	(17)
Dessaisissement (note 16) ³⁾	(757)	—	—	(757)
Incidence des taux de change	5	—	—	5
Au 31 décembre 2023	11 931	290	372	12 593
Moins la tranche courante	(430)	(290)	(263)	(983)
	11 501	—	109	11 610

- 1) Représente les provisions pour démantèlement et remise en état 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 2023 totalisaient environ 23,5 G\$ (22,4 G\$ au 31 décembre 2022). Un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 5,20 % a été utilisé pour actualiser la provision comptabilisée au 31 décembre 2023 (5,50 % au 31 décembre 2022). 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 pendant la durée de vie des actifs d'exploitation, qui peut dépasser 50 ans.
- 2) Pour 2023, les passifs engagés comprennent une provision pour restructuration de 275 M\$, les variations des estimations comprennent un renversement de provision de 117 M\$ liée à l'arrangement conclu avec un tiers traitant, et les passifs réglés comprennent des paiements liés à la restructuration de 113 M\$. Au 31 décembre 2023, les autres provisions comprennent une provision de restructuration et d'autres provisions pour poursuites et assurances et d'autres provisions environnementales.
- 3) En ce qui concerne l'acquisition de Teck (note 16) et de TotalEnergies Canada (note 16), Suncor est réputée avoir cédé ses participations préexistantes dans Fort Hills, lesquelles ont été présentées comme des dessaisissements, puis acquises de nouveau à la juste valeur. Ainsi, les acquisitions comprennent la totalité de la juste valeur des provisions au titre du démantèlement et de la remise en état liée à l'acquisition de TotalEnergies Canada, y compris la réévaluation de la participation directe existante et la capacité résiduelle d'un pipeline régional.

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	2023	2022
Augmentation de 1 %	(1 799)	(1 594)
Diminution de 1 %	2 390	2 131

25. 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.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

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

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

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

Au cours du premier trimestre de 2022, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat d'actions dans le cours normal des activités précédente afin de racheter des actions ordinaires de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoyait qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor pouvait racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 71 650 000 actions, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor à la date des présentes.

Suncor a reçu l'approbation de la TSX en vue de modifier son offre publique de rachat précédente à compter de la fermeture des marchés le 11 mai 2022 pour augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023 de 71 650 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2022, à 143 500 000 actions ordinaires, soit environ 10 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2022. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat n'a été modifiée.

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

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2023	2022
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	51 982	116 908
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	871	1 947
Résultats non distribués	1 362	3 188
Coût des rachats d'actions	2 233	5 135
Prix de rachat moyen par action	42,96	43,92

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

(en millions de dollars)	31 décembre 2023	31 décembre 2022
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	60	136
Résultats non distribués	90	214
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	150	350

26. 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)	2023	2022
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	16	17
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	413	484
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	429	501

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 2023	31 décembre 2022
Passif courant	549	326
Passif à long terme (note 22)	339	469
Total du passif	888	795

Au 31 décembre 2023, la valeur intrinsèque des attributions pour lesquelles les droits étaient acquis s'établissait à 630 M\$ (415 M\$ au 31 décembre 2022).

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 :

	2023	2022
Dividende annuel par action (en dollars)	2,11	1,88
Taux d'intérêt sans risque	3,66 %	1,73 %
Durée prévue	4,5 ans	5 ans
Volatilité prévue	45 %	42 %
Juste valeur moyenne pondérée par option (en dollars)	12,70	9,27

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 similaire à la durée des options et est représentative des tendances futures.

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

	2023		2022	
	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	21 068	38,55	37 090	38,39
Options attribuées	1 610	44,56	2 191	37,22
Options exercées contre des actions ordinaires	(4 611)	37,11	(13 158)	37,69
Options frappées d'extinction/échues	(1 031)	41,77	(5 055)	38,99
Options en cours à la clôture de l'exercice	17 036	39,32	21 068	38,55
Options pouvant être exercées à la clôture de l'exercice	14 300	39,61	16 407	40,19

Les fourchettes de prix d'exercice et les durées contractuelles résiduelles moyennes pondérées des options en cours au 31 décembre 2023 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 (\$)
22,63-24,99	1 980	3	22,65	1 422	22,66
25,00-29,99	4	4	28,86	1	27,21
30,00-34,99	19	4	31,26	16	31,09
35,00-39,99	5 414	3	38,35	4 429	38,59
40,00-44,99	8 239	1	42,83	8 117	42,83
45,00-49,99	1 291	5	45,76	231	46,26
50,00-54,27	89	2	52,79	84	52,84
Total	17 036	3	39,32	14 300	39,61

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)	2023	2022
	27 322	27 901

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 unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR ») 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.

En 2022, les régimes incitatifs à long terme (« RILT ») de Syncrude d'un montant d'environ 123 M\$ ont été convertis en UAR de Suncor à un prix de conversion de 30,93 \$.

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 2021	2 766	21 437	1 382
Unités attribuées	947	13 235	187
Unités rachetées contre trésorerie	(794)	(4 533)	(238)
Unités frappées d'extinction/échues	(710)	(1 877)	—
Unités en cours au 31 décembre 2022	2 209	28 262	1 331
Unités attribuées	814	9 006	299
Unités rachetées contre trésorerie	(436)	(7 582)	(461)
Unités frappées d'extinction/échues	(273)	(3 156)	—
Unités en cours au 31 décembre 2023	2 314	26 530	1 169

Droits à la plus-value des actions (« DPV »)

Les droits à la plus-value des actions (« DPV ») permettent au porteur de recevoir un paiement en trésorerie correspondant à l'écart entre le prix d'exercice établi et le cours des actions ordinaires de la Société à la date d'exercice. Ils sont comptabilisés comme des attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie.

Les DPV ont une durée de sept ans et sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

	2023		2022	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
DPV en cours à l'ouverture de l'exercice	287	39,95	463	39,06
DPV attribués	20	42,96	10	36,76
DPV exercés	(128)	38,17	(121)	37,18
DPV frappés d'extinction/échus	(3)	45,57	(65)	38,25
DPV en cours à la clôture de l'exercice	176	41,48	287	39,95
DPV pouvant être exercés à la clôture de l'exercice	156	41,48	242	40,82

27. 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, de la dette à court terme 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 2023, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 11,1 G\$ (9,8 G\$ au 31 décembre 2022) et la juste valeur, à 11,1 G\$ (9,4 G\$ au 31 décembre 2022). L'augmentation de la valeur comptable et de la juste valeur de la dette s'explique surtout par l'émission de billets non garantis de premier rang d'un montant en capital global de 1,5 G\$. 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 conclu un partenariat avec la Première Nation de Fort McKay (« FMFN ») et la Première Nation crie Mikisew (« MCFN ») en 2018, aux termes duquel FMFN et MCFN ont acquis 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 2023, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 413 M\$ (427 M\$ au 31 décembre 2022).

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)	2023	2022
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	(65)	(98)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice (note 7)	25	(187)
Règlements en trésorerie – montant payé (reçu) au cours de l'exercice	20	220
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	(20)	(65)

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 2023, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

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

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs liés aux instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur aux 31 décembre 2023 et 2022, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	36	107	—	143
Dettes fournisseurs	(85)	(123)	—	(208)
Solde au 31 décembre 2022	(49)	(16)	—	(65)
Créances	41	24	—	65
Dettes fournisseurs	(51)	(34)	—	(85)
Solde au 31 décembre 2023	(10)	(10)	—	(20)

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2023, 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 2023 et 2022.

Actifs financiers

(en millions de dollars)	Actifs bruts	Compensation des passifs bruts	Montants nets présentés
Juste valeur des actifs dérivés	4 305	(4 162)	143
Créances	10 349	(8 633)	1 716
Solde au 31 décembre 2022	14 654	(12 795)	1 859
Juste valeur des actifs dérivés	7 098	(7 033)	65
Créances	9 971	(6 897)	3 074
Solde au 31 décembre 2023	17 069	(13 930)	3 139

Passifs financiers

(en millions de dollars)	Passifs bruts	Compensation des actifs bruts	Montants nets présentés
Juste valeur des passifs dérivés	(4 370)	4 162	(208)
Dettes fournisseurs	(10 036)	8 633	(1 403)
Solde au 31 décembre 2022	(14 406)	12 795	(1 611)
Juste valeur des passifs dérivés	(7 118)	7 033	(85)
Dettes fournisseurs	(8 966)	6 897	(2 069)
Solde au 31 décembre 2023	(16 084)	13 930	(2 154)

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, y compris le risque lié au prix des marchandises, le risque de change et le risque de taux d'intérêt, ainsi que le risque de liquidité et le risque de crédit.

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises est responsable de la surveillance de la gestion par la Société des risques liés à la négociation et des risques de crédit. Ces activités visent à gérer le risque lié aux prix indéterminés de certains volumes en transit ou en stockage, à améliorer l'exploitation de la Société et à accroître sa rentabilité grâce à la connaissance des tendances du marché, à la diversification du marché, à des économies d'échelle, à un meilleur accès au transport et à l'effet de levier des actifs, qu'ils soient physiques ou contractuels. Relevant du conseil d'administration de la Société, le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises se réunit régulièrement pour examiner les expositions au risque, s'assurer du respect des politiques et valider les méthodes et les procédures de gestion du risque.

1) Risque de marché

Le risque de marché s'entend du risque ou de l'incertitude découlant des fluctuations des prix du marché et de leur incidence sur le rendement futur des activités. Les 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, se rapportent au risque lié au prix des marchandises, au risque de change et au risque de taux d'intérêt.

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 d'un certain nombre de stratégies, notamment la conclusion 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 2023, 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 45 M\$ (augmentation ou diminution de 70 M\$ en 2022).

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. 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 2023, un raffermissement de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain se serait traduit par une diminution d'environ 31 M\$ du résultat avant impôt lié à la dette à long terme, au papier commercial et au fonds de roulement libellés en dollars américains de la Société (augmentation de 100 M\$ en 2022).

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.

Pour gérer le risque lié à la volatilité des taux d'intérêt auquel elle est exposée, la Société peut conclure périodiquement des swaps de taux d'intérêt afin de fixer le taux d'intérêt sur ses émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2023, la Société n'avait aucun swap de taux d'intérêt différé en cours. Le taux d'intérêt moyen simple sur le total de la dette, y compris les obligations locatives, pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 était de 6,3 % (5,8 % en 2022).

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 12 M\$ en raison principalement de l'encours de la dette à court terme (diminution d'environ 8 M\$ en 2022), en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable demeurent inchangés au 31 décembre 2023. La dette à taux variable représentait 3,2 % du total de l'encours de la dette au 31 décembre 2023 (18,0 % en 2022).

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. Au 31 décembre 2023, la trésorerie et les équivalents ainsi que le total des facilités de crédit de Suncor s'établissaient respectivement à 1,7 G\$ et à 7,0 G\$. Un montant de 5,5 G\$ était inutilisé sur les facilités de crédit de 7,0 G\$ de Suncor au 31 décembre 2023. De plus, Suncor dispose d'une capacité inutilisée de 5,0 G\$ US visant l'émission de titres d'emprunt permise par le conseil d'administration. La capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires au moyen de ces prospectus préalables de base dépend des conditions de marché. 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 2022			
	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Passifs dérivés bruts ²⁾	Dettes ³⁾	Obligations locatives
Moins d'un an	7 959	3 824	3 375	477
De 2 à 3 ans	39	546	1 066	807
De 4 à 5 ans	39	—	1 541	652
Plus de 5 ans	—	—	16 317	3 047
	8 037	4 370	22 299	4 983

(en millions de dollars)	31 décembre 2023			
	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Passifs dérivés bruts ²⁾	Dettes ³⁾	Obligations locatives
Moins d'un an	7 646	6 586	1 132	561
De 2 à 3 ans	53	532	3 184	991
De 4 à 5 ans	1	—	1 425	846
Plus de 5 ans	—	—	14 175	4 038
	7 700	7 118	19 916	6 436

1) Les dettes fournisseurs et autres charges à payer excluent des passifs dérivés nets de 85 M\$ (208 M\$ en 2022).

2) Les passifs dérivés bruts de 7,118 G\$ (4,370 G\$ en 2022) sont compensés par des actifs dérivés bruts de 7,033 G\$ (4,162 G\$ en 2022), pour un montant net de 85 M\$ (208 M\$ en 2022).

3) La dette comprend la dette à court terme, 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 réussisse pas à s'acquitter d'une obligation ou à payer des montants exigibles et fasse ainsi subir une perte financière à l'autre partie. La Société a adopté une politique de crédit qui vise à établir, à l'échelle de la Société, une norme de pratique pour mesurer et surveiller le risque de crédit. La politique indique la délégation de pouvoirs, les procédures de contrôle préalable exigées pour approuver un nouveau client ou une nouvelle contrepartie et le montant maximal d'exposition au risque de crédit par entité. Avant de commencer à faire des affaires avec un nouveau client ou une nouvelle contrepartie, la solvabilité de ce dernier est évaluée, et une notation ainsi qu'une limite de crédit maximale lui sont attribuées. Le processus d'évaluation présenté dans la politique de crédit tient compte de facteurs quantitatifs et qualitatifs. La Société surveille de façon continue le risque lié à un client ou à une contrepartie, ainsi que sa situation financière. Si un client ou une contrepartie est considéré comme étant devenu moins solide sur le plan financier, la Société s'efforcera de réduire le risque de crédit et d'abaisser la limite de crédit attribuée. Des rapports sont produits de façon régulière pour surveiller le risque de crédit, et le comité de crédit se réunit tous les trimestres pour veiller au respect de la politique de crédit et passer les risques en revue.

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 2023, 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 2023, le risque net auquel était exposée la Société se chiffrait à 65 M\$ (143 M\$ au 31 décembre 2022).

28. 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 atteindre ses objectifs de croissance.

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

Le ratio de la dette nette 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 par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme totale 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 2023 et 2022, 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 2022. 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 2023, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 26,2 %, ce qui reflétait une légère diminution attribuable à la hausse des capitaux propres en raison de la diminution des rachats d'actions ordinaires aux fins d'annulation. 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 2023	31 décembre 2022
Composantes des ratios			
Dette à court terme		494	2 807
Tranche courante de la dette à long terme		—	—
Tranche courante des obligations locatives		348	317
Dette à long terme		11 087	9 800
Obligations locatives à long terme		3 478	2 695
Dette totale ¹⁾		15 407	15 619
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 729	1 980
Dette nette ¹⁾		13 678	13 639
Capitaux propres		43 279	39 367
Total des capitaux permanents (dette totale majorée des capitaux propres)		58 686	54 986
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾		13 325	18 101
Dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation ajustés	< 3,0 fois	1,0	0,8
Dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres	20 % – 35 %	26,3 %	28,4 %

1) La dette totale 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.

29. 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 2023	Participation en pourcentage 2022
<i>Sables pétrolifères</i>				
Exploitées par Suncor :				
Fort Hills Energy Limited Partnership ¹⁾	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	100,00	54,11
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 :				
Buzzard ²⁾	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	—	29,89
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
Harouge Oil Operations	Production de pétrole et de gaz	Libye	49,00	49,00
Projet Rosebank dans la mer du Nord ²⁾	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	—	40,00
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

1) Au premier trimestre de 2023, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills, ce qui a porté la participation directe globale de la Société et de ses filiales à 68,76 %. Au quatrième trimestre de 2023, Suncor a fait l'acquisition de la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills, ce qui fait de la Société l'unique propriétaire de Fort Hills.

2) Au cours du deuxième trimestre de 2023, Suncor a mené à bien la vente de ses activités au Royaume-Uni, y compris ses participations dans les actifs Buzzard et Rosebank.

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 de la Société :

(en millions de dollars)	Coentreprises		Entreprises associées	
	2023	2022 ¹⁾	2023	2022 ¹⁾
Bénéfice net (perte nette)	27	1	(1)	(1)
Résultat global	27	1	(1)	(1)
Valeur comptable aux 31 décembre	149	105	60	63

1) Les montants des périodes précédentes ont été retraités pour les rendre conformes à la présentation de l'information financière des coentreprises et entreprises associées pour les périodes à l'étude.

30. Filiales

Les filiales importantes détenues directement ou indirectement par la Société au 31 décembre 2023 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.
Suncor Energy Ventures Corporation	Filiale qui détient indirectement une participation de 36,74 % dans l'entreprise commune Syncrude.
Suncor Energy Ventures Partnership	Filiale qui détient une participation de 22 % dans l'entreprise commune Syncrude.
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. Elle administre aussi les activités de négociation de l'énergie et d'électricité de Suncor, commercialise certains produits de tiers, s'approvisionne en pétrole brut et en gaz naturel pour ses activités en aval et fournit et commercialise des liquides de gaz naturel et du gaz de pétrole liquéfié pour ses activités en aval.
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.

31. 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 2023 et 2022 et pour les exercices clos à ces dates est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2023	2022
Ventes ¹⁾	1 356	1 616
Achats	139	265
Créances	108	135
Dettes fournisseurs et charges à payer	3	69

1) Comprend les ventes de 585 M\$ à Petroles Cadeco Inc. (645 M\$ en 2022) et de 400 M\$ à Parachem Chemicals Inc. (487 M\$ en 2022).

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)	2023	2022
Salaires et autres avantages à court terme	10	20
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	3	4
Rémunération fondée sur des actions	46	73
	59	97

32. 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
	2024	2025	2026	2027	2028	Par la suite	
Engagements							
Transport et stockage des produits	1 652	1 625	1 438	1 420	1 400	12 559	20 094
Services énergétiques	112	111	130	71	30	48	502
Engagements au titre de travaux de prospection	—	53	1	—	—	475	529
Autres	435	181	120	70	30	170	1 006
	2 199	1 970	1 689	1 561	1 460	13 252	22 131

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) Éventualités

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 24). 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.

Les actifs éventuels sont indiqués lorsqu'une entrée d'avantages économiques est probable. Lorsque l'avantage économique devient pratiquement certain, l'actif n'est plus conditionnel et est comptabilisé dans les états financiers consolidés.

c) Garanties

Au 31 décembre 2023, 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 21) 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 2023, la probabilité que ces engagements de garantie aient une incidence sur la Société est faible.

33. Actifs détenus en vue de la vente

La Société avait les actifs et les passifs suivants détenus en vue de la vente au 31 décembre 2022, lesquels ont été vendus en 2023 (note 16):

(en millions de dollars)	Activités au Royaume-Uni	Actifs éoliens et solaires	Total
Actifs			
Actifs courants	83	62	145
Immobilisations corporelles, montant net, et immobilisations incorporelles	364	438	802
Prospection et évaluation	239	—	239
Total des actifs	686	500	1 186
Passifs			
Passifs courants	(241)	(32)	(273)
Autres passifs à long terme et provisions	(217)	(40)	(257)
Total des passifs	(458)	(72)	(530)
Actifs nets	228	428	656

Rapport annuel 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 2023, 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., Petro-Canada Hibernia Partnership, Petro-Canada Hebron Partnership, Suncor Energy Ventures Partnership, Fort Hills Energy Limited Partnership, Suncor Energy Operating Inc., Thebacha Limited Partnership, Canadian Oil Sands Partnership, et Northern Courier Pipelines Limited Partnership.

Structure, activités et chaînes d'approvisionnement de Suncor

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

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 extracôtiers au Canada. De plus, il comprend 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 du gaz naturel 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 24 pays dans le monde. En 2023, environ 91 % des dépenses liées à la chaîne d'approvisionnement de Suncor se sont concentrées au Canada, et 99 %, en Amérique du Nord. Suncor a engagé des dépenses d'environ 16,8 G\$ auprès de 6 173 fournisseurs en 2023. La majorité des biens et services achetés par Suncor incluent la construction, la gestion d'usine, l'équipement industriel, les services professionnels, ainsi que l'équipement et les services miniers. En 2023, 75 % des dépenses de Suncor étaient liées aux services et 25 % aux biens.

La chaîne d'approvisionnement joue un rôle crucial dans les efforts continus de Suncor pour être un producteur et un fournisseur d'énergie sûr, rentable, respectueux de l'environnement et éthique. Nous établissons des partenariats avec des fournisseurs qui partagent nos valeurs et cadrent avec nos objectifs stratégiques. Ainsi, nous cherchons à trouver des occasions permettant de réduire les répercussions de nos activités sur l'environnement, d'appuyer les collectivités où nous travaillons 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: 21 mars 2024

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 2023	Total de l'exercice				Total de l'exercice 2022
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023		31 mars 2022	30 juin. 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022	
Produits bruts	12 272	12 434	13 911	13 589	52 206	14 469	17 815	15 869	14 754	62 907
Moins les redevances	(358)	(715)	(1 262)	(779)	(3 114)	(1 132)	(1 680)	(925)	(834)	(4 571)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances^{A)}	11 914	11 719	12 649	12 810	49 092	13 337	16 135	14 944	13 920	58 336
Bénéfice (perte) avant impôt										
Sables pétroliers	1 477	1 267	1 407	2 660	6 811	2 309	2 892	(1 193)	1 625	5 633
Exploration et production	375	956	227	133	1 691	645	1 361	637	578	3 221
Raffinage et commercialisation	993	518	1 274	598	3 383	1 417	2 007	753	1 517	5 694
Siège social et éliminations	(131)	(390)	(774)	(1)	(1 296)	(523)	(851)	(676)	(182)	(2 232)
Charge d'impôt sur le résultat	(662)	(472)	(590)	(570)	(2 294)	(899)	(1 413)	(130)	(797)	(3 239)
Bénéfice net (perte nette)	2 052	1 879	1 544	2 820	8 295	2 949	3 996	(609)	2 741	9 077
Résultat d'exploitation ajusté^{B),C)}										
Sables pétroliers	1 490	1 281	1 670	1 526	5 967	2 256	2 872	2 195	1 719	9 042
Exploration et production	375	349	227	133	1 084	645	716	555	578	2 494
Raffinage et commercialisation	998	494	1 277	598	3 367	1 395	2 008	755	1 529	5 687
Siège social et éliminations	(430)	(359)	(518)	(42)	(1 349)	(669)	(499)	47	(382)	(1 503)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(624)	(512)	(676)	(580)	(2 392)	(872)	(1 283)	(987)	(1 012)	(4 154)
Total	1 809	1 253	1 980	1 635	6 677	2 755	3 814	2 565	2 432	11 566
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés^{B)}										
Sables pétroliers	2 588	2 557	2 929	2 651	10 725	3 414	4 231	3 257	2 929	13 831
Exploration et production	491	521	372	228	1 612	724	841	894	719	3 178
Raffinage et commercialisation	1 194	781	1 482	811	4 268	1 597	2 127	1 174	1 663	6 561
Siège social et éliminations	(533)	(655)	(368)	10	(1 546)	(665)	(402)	100	(273)	(1 240)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(738)	(549)	(781)	334	(1 734)	(976)	(1 452)	(952)	(849)	(4 229)
Total	3 002	2 655	3 634	4 034	13 325	4 094	5 345	4 473	4 189	18 101
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 963)	148	550	284	(981)	(1 022)	(1 110)	(24)	(265)	(2 421)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 039	2 803	4 184	4 318	12 344	3 072	4 235	4 449	3 924	15 680
Par action ordinaire										
Bénéfice net (perte nette) – de base	1,54	1,44	1,19	2,18	6,34	2,06	2,84	(0,45)	2,03	6,54
Bénéfice net (perte nette) – dilué	1,54	1,43	1,19	2,18	6,33	2,06	2,83	(0,45)	2,03	6,53
Résultat d'exploitation ajusté ^{B),C)}	1,36	0,96	1,52	1,26	5,10	1,92	2,71	1,88	1,81	8,34
Dividendes en trésorerie ^{C)}	0,52	0,52	0,52	0,55	2,11	0,42	0,47	0,47	0,52	1,88
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{B),C)}	2,26	2,03	2,80	3,12	10,19	2,86	3,80	3,28	3,11	13,05
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{C)}	0,78	2,14	3,22	3,34	9,44	2,14	3,01	3,26	2,91	11,30
Distributions aux actionnaires										
Dividendes versés sur les actions ordinaires	690	679	676	704	2 749	601	657	638	700	2 596
Rachats d'actions ordinaires	874	684	300	375	2 233	827	2 553	1 030	725	5 135
Total des distributions aux actionnaires	1 564	1 363	976	1 079	4 982	1 428	3 210	1 668	1 425	7 731
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)										
Sables pétroliers	810	1 043	1 175	1 068	4 096	668	905	1 048	919	3 540
Exploration et production ^{D)}	138	182	187	161	668	83	115	132	113	443
Raffinage et commercialisation	125	377	195	305	1 002	132	261	165	258	816
Siège social et éliminations ^{E)}	13	11	20	18	62	128	14	34	12	188
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 086	1 613	1 577	1 552	5 828	1 011	1 295	1 379	1 302	4 987

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

Données financières et d'exploitation complémentaires

Sommaire trimestriel des résultats financiers (suite)

(non audité)

	Pour les périodes de 12 mois closes les				Pour les périodes de 12 mois closes les			
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023	31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022
Rendement du capital investi (RCI) ^{B)} (%)	17,8	12,8	15,8	15,6	12,7	19,4	17,5	19,4
RCI – compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de perte de valeur ^{B),F)} (%)	21,6	16,3	15,8	15,6	12,4	18,2	21,0	22,9

- A) La Société a revu la présentation de certains produits bruts et de certains achats de pétrole brut et de produits pour la rendre conforme à la présentation adoptée pour la période à l'étude. Pour le trimestre clos le 31 mars 2022, les produits bruts et les achats de pétrole brut et de produits ont diminué de 150 M\$, sans incidence sur le résultat net.
- B) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.
- C) Comprend les montants de base par action.
- D) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 42 M\$ au premier trimestre de 2023, de 66 M\$ au deuxième trimestre de 2023, de 108 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, de 19 M\$ au premier trimestre de 2022, de 15 M\$ au deuxième trimestre de 2022, de 7 M\$ au troisième trimestre de 2022, de 16 M\$ au quatrième trimestre de 2022 et de 57 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- E) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs auparavant détenus en vue de la vente de 21 M\$ pour le deuxième trimestre de 2022, de 31 M\$ pour le troisième trimestre de 2022, de 24 M\$ au quatrième trimestre de 2022 et de 76 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.
- F) Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence d'un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ découlant de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

Sables pétrolifères	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2023	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2022
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023		31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022	
Volumes de production (kb/j)										
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	811,3	814,3	787,0	866,2	819,8	827,7	760,7	764,1	810,1	790,5
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel										
Activités du secteur Sables pétrolifères	315,2	336,3	272,2	271,9	298,8	333,8	294,0	268,8	316,5	303,1
Syncrude	182,6	168,7	197,1	203,8	188,2	181,5	189,0	136,3	201,0	176,9
Total du secteur Sables pétrolifères – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	497,8	505,0	469,3	475,7	487,0	515,3	483,0	405,1	517,5	480,0
Sables pétrolifères – bitume non valorisé										
Activités du secteur Sables pétrolifères	108,1	78,3	103,0	169,4	114,8	82,9	71,1	145,1	102,0	100,4
Fort Hills	69,2	95,8	73,8	112,3	87,8	87,5	87,4	95,8	68,6	84,8
Total de la production de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	177,3	174,1	176,8	281,7	202,6	170,4	158,5	240,9	170,6	185,2
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	675,1	679,1	646,1	757,4	689,6	685,7	641,5	646,0	688,1	665,2
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères										
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	504,0	511,5	474,1	457,3	486,6	517,7	489,4	418,9	505,3	482,6
Bitume non valorisé	174,1	163,6	181,6	277,5	199,4	153,7	162,7	231,2	174,5	180,7
Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères	678,1	675,1	655,7	734,8	686,0	671,4	652,1	650,1	679,8	663,3
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),A)} (en millions de dollars)										
Charges décaissées	1 024	1 082	1 020	1 199	4 325	922	966	995	920	3 803
Gaz naturel	155	84	80	107	426	189	182	162	205	738
	1 179	1 166	1 100	1 306	4 751	1 111	1 148	1 157	1 125	4 541
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),A)} (\$/b)*										
Charges décaissées	25,70	27,00	27,00	28,30	27,05	23,80	28,20	25,50	23,05	25,10
Gaz naturel	3,90	2,10	2,15	2,50	2,65	4,90	5,30	4,15	5,30	4,85
	29,60	29,10	29,15	30,80	29,70	28,70	33,50	29,65	28,35	29,95
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A),B)} (en millions de dollars)										
Charges décaissées	260	301	331	382	1 274	203	211	208	213	835
Gaz naturel	18	14	13	16	61	25	30	18	24	97
	278	315	344	398	1 335	228	241	226	237	932
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),A),B)} (\$/b)*										
Charges décaissées	38,80	29,95	41,80	26,95	32,85	25,90	26,40	23,60	33,35	26,90
Gaz naturel	2,60	1,45	1,60	1,15	1,55	3,10	3,80	2,05	3,75	3,10
	41,40	31,40	43,40	28,10	34,40	29,00	30,20	25,65	37,10	30,00
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (en millions de dollars)										
Charges décaissées	655	647	592	629	2 523	550	607	545	623	2 325
Gaz naturel	34	18	17	19	88	34	44	29	40	147
	689	665	609	648	2 611	584	651	574	663	2 472
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),A)} (\$/b)*										
Charges décaissées	38,25	41,45	32,20	32,85	35,90	32,65	33,95	40,25	32,50	34,45
Gaz naturel	2,00	1,15	0,95	1,00	1,25	2,05	2,45	2,15	2,10	2,20
	40,25	42,60	33,15	33,85	37,15	34,70	36,40	42,40	34,60	36,65

A) 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 » du présent rapport annuel.

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A),B)}	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2023	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2022
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023		31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022	
Bitume non valorisé (\$/b)										
Prix moyen obtenu	58,49	77,93	97,75	70,76	75,78	102,78	119,97	86,34	61,43	91,27
Redevances	(3,88)	(10,07)	(15,44)	(10,62)	(10,16)	(15,17)	(19,71)	(11,41)	(10,37)	(13,81)
Frais de transport et de distribution	(6,99)	(8,02)	(8,40)	(7,79)	(7,81)	(6,29)	(6,56)	(6,74)	(6,91)	(6,64)
Charges d'exploitation nettes	(22,92)	(21,65)	(21,46)	(17,91)	(20,56)	(21,37)	(22,38)	(16,37)	(22,55)	(20,27)
Revenus d'exploitation nets	24,70	38,19	52,45	34,44	37,25	59,95	71,32	51,82	21,60	50,55
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)										
Prix moyen obtenu	102,40	99,14	109,80	100,97	103,02	118,80	141,39	124,30	109,28	123,25
Redevances	(4,66)	(9,64)	(19,56)	(8,80)	(10,60)	(16,60)	(26,57)	(15,20)	(10,66)	(17,27)
Frais de transport et de distribution	(3,53)	(3,78)	(2,61)	(4,65)	(3,62)	(4,43)	(4,22)	(5,03)	(3,90)	(4,37)
Charges d'exploitation nettes	(38,72)	(38,66)	(37,42)	(40,96)	(38,92)	(34,63)	(35,81)	(42,94)	(37,71)	(37,56)
Revenus d'exploitation nets	55,49	47,06	50,21	46,56	49,88	63,14	74,79	61,13	57,01	64,05
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)										
Prix moyen obtenu	91,13	94,00	106,46	89,56	95,10	115,13	136,08	110,80	97,00	114,56
Redevances	(4,46)	(9,74)	(18,42)	(9,49)	(10,48)	(16,28)	(24,87)	(13,85)	(10,59)	(16,33)
Frais de transport et de distribution	(4,42)	(4,81)	(4,21)	(5,84)	(4,83)	(4,86)	(4,80)	(5,64)	(4,67)	(4,99)
Charges d'exploitation nettes	(34,67)	(34,54)	(33,00)	(32,26)	(33,58)	(31,59)	(32,48)	(33,49)	(33,82)	(32,85)
Revenus d'exploitation nets	47,58	44,91	50,83	41,97	46,21	62,40	73,93	57,82	47,92	60,39

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 » du présent rapport annuel.

B) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Exploration et production	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2023	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2022
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023		31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022	
Volumes de production										
E&P Canada (kb/j)	46,7	45,9	39,8	45,3	44,4	51,2	52,9	47,5	49,1	50,2
E&P International (kbep/j)	20,3	16,9	4,6	5,4	11,7	29,2	25,8	30,6	25,9	27,8
Total des volumes de production (kbep/j)	67,0	62,8	44,4	50,7	56,1	80,4	78,7	78,1	75,0	78,0
Total des volumes des ventes (kbep/j)	68,7	71,6	42,7	29,2	52,9	79,5	86,7	81,1	75,1	80,6
Revenus d'exploitation nets^{A),B)}										
E&P Canada (\$/b)										
Prix moyen obtenu	104,39	108,44	120,59	118,20	111,49	126,15	143,57	132,64	116,75	131,35
Redevances	(11,60)	(13,46)	(16,33)	(15,10)	(13,82)	(19,47)	(19,58)	(17,52)	(15,70)	(18,25)
Frais de transport et de distribution	(3,28)	(2,63)	(3,38)	(8,69)	(3,87)	(4,02)	(3,33)	(2,27)	(3,82)	(3,28)
Charges d'exploitation	(16,48)	(18,57)	(20,18)	(31,23)	(20,17)	(13,15)	(13,36)	(13,85)	(20,17)	(14,69)
Revenus d'exploitation nets	73,03	73,78	80,70	63,18	73,63	89,51	107,30	99,00	77,06	95,13
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/bep)										
Prix moyen obtenu	116,95	105,63	—	—	112,16	116,25	130,38	140,96	130,65	129,18
Frais de transport et de distribution	(3,13)	(3,19)	—	—	(3,16)	(2,65)	(2,54)	(3,67)	(1,79)	(2,57)
Charges d'exploitation	(12,00)	(19,16)	—	—	(15,03)	(8,79)	(10,96)	(9,95)	(9,16)	(9,66)
Revenus d'exploitation nets	101,82	83,28	—	—	93,97	104,81	116,88	127,34	119,70	116,95

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 » du présent rapport annuel.

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2023	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2022
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023		31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022	
Ventes de produits raffinés (kb/j)	514,8	547,0	574,1	575,5	553,1	551,9	536,9	577,3	548,2	553,6
Pétrole brut traité (kb/j)	367,7	394,4	463,2	455,9	420,7	436,5	389,3	466,6	440,0	433,2
Volumes des ventes liées aux activités de vente (ML)	4 654	5 073	5 445	5 286	20 458	5 180	5 165	5 688	5 415	21 448
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	79	85	99	98	90	94	84	100	94	93
Marges de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS »)^{A)} (\$/b)	55,45	38,10	50,10	37,45	45,00	53,20	76,85	37,45	59,30	55,85
Marges de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS »)^{A)} (\$/b)	59,15	41,10	42,45	47,05	47,00	35,95	62,85	50,45	69,40	54,45
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{A),B)}	7,20	6,35	5,95	6,90	6,55	7,35	5,45	6,35	6,15	6,30
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{A),B)}	8,15	7,95	6,20	7,65	7,45	6,25	7,15	6,80	7,90	7,00
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{A)}	3,35	3,10	3,10	4,15	3,45	2,95	3,00	2,70	3,35	3,00
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	111,9	108,9	112,6	115,2	112,2	106,9	101,2	111,7	108,1	107,0
Distillat	102,0	104,0	101,1	110,1	104,3	99,8	80,3	100,5	106,9	96,9
Total des ventes de carburants de transport	213,9	212,9	213,7	225,3	216,5	206,7	181,5	212,2	215,0	203,9
Produits pétrochimiques	11,5	14,5	8,6	8,1	10,6	10,6	10,2	9,7	10,4	10,2
Asphalte	14,7	18,9	22,5	17,6	18,4	14,8	16,2	24,2	19,4	18,7
Autres	28,7	21,2	19,4	21,9	22,9	30,1	41,7	18,0	16,4	26,5
Total des ventes de produits raffinés	268,8	267,5	264,2	272,9	268,4	262,2	249,6	264,1	261,2	259,3
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	203,9	212,3	215,4	217,8	212,4	209,6	191,4	211,9	211,8	206,2
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	92	96	97	98	96	94	86	95	95	93
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	96,4	111,2	126,0	129,0	115,8	119,3	116,8	122,9	123,3	120,6
Distillat	130,7	140,4	145,9	141,3	139,6	154,5	149,6	151,3	135,5	147,7
Total des ventes de carburants de transport	227,1	251,6	271,9	270,3	255,4	273,8	266,4	274,2	258,8	268,3
Asphalte	2,4	9,7	19,3	11,6	10,8	7,0	12,3	17,8	10,5	11,9
Autres	16,5	18,2	18,7	20,7	18,5	8,9	8,6	21,2	17,7	14,1
Total des ventes de produits raffinés	246,0	279,5	309,9	302,6	284,7	289,7	287,3	313,2	287,0	294,3
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	163,8	182,1	247,8	238,1	208,3	226,9	197,9	254,7	228,2	227,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	67	75	102	98	85	93	81	104	94	93

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 » du présent rapport annuel.

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

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

Sommaire financier des cinq derniers exercices

(non audité)

(en millions de dollars)	2023	2022	2021	2020	2019
Produits bruts	52 206	62 907	41 133	24 900	39 866
Moins les redevances	(3 114)	(4 571)	(2 001)	(238)	(1 522)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	49 092	58 336	39 132	24 662	38 344
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat^{A)}					
Sables pétrolifères	6 811	5 633	2 825	(5 238)	(1 726)
Exploration et production	1 691	3 221	1 791	(1 089)	1 416
Raffinage et commercialisation	3 383	5 694	2 867	1 167	3 923
Siège social et éliminations	(1 296)	(2 232)	(1 913)	(937)	(1 080)
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	(2 294)	(3 239)	(1 451)	1 778	366
Bénéfice net (perte nette)	8 295	9 077	4 119	(4 319)	2 899
Résultat d'exploitation ajusté^(A),B)					
Sables pétrolifères	5 967	9 042	2 829	(3 214)	2 247
Exploration et production	1 084	2 494	1 343	30	1 721
Raffinage et commercialisation	3 367	5 687	2 857	1 189	3 935
Siège social et éliminations	(1 349)	(1 503)	(1 778)	(1 249)	(1 704)
(Charge) recouvrement d'impôt sur le résultat inclus dans le résultat d'exploitation ajustée	(2 392)	(4 154)	(1 446)	1 031	(1 781)
Total	6 677	11 566	3 805	(2 213)	4 418
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés^(A),B)					
Sables pétrolifères	10 725	13 831	7 575	1 341	6 327
Exploration et production	1 612	3 178	1 951	1 118	2 769
Raffinage et commercialisation	4 268	6 561	3 831	2 033	4 835
Siège social et éliminations	(1 546)	(1 240)	(1 705)	(1 275)	(1 561)
(Charge) recouvrement d'impôt exigible	(1 734)	(4 229)	(1 395)	659	(1 552)
Total	13 325	18 101	10 257	3 876	10 818
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(981)	(2 421)	1 507	(1 201)	(397)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	12 344	15 680	11 764	2 675	10 421
Distributions aux actionnaires					
Dividendes versés sur les actions ordinaires	2 749	2 596	1 550	1 670	2 614
Rachats d'actions ordinaires	2 233	5 135	2 304	307	2 274
Total des distributions aux actionnaires	4 982	7 731	3 854	1 977	4 888
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)					
Sables pétrolifères	4 096	3 540	3 168	2 736	3 522
Exploration et production ^{C)}	668	443	270	489	1 070
Raffinage et commercialisation	1 002	816	825	515	818
Siège social et éliminations ^{D)}	62	188	292	186	148
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	5 828	4 987	4 555	3 926	5 558
Total de l'actif	88 539	84 618	83 739	84 616	89 435

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 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.

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

Sommaire financier des cinq derniers exercices (suite)

(non audité)

- 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 » du présent rapport annuel.
- C) 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.
- D) Exclut les dépenses en immobilisations liées aux actifs détenus en vue de la vente de 76 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2022.

	2023	2022	2021	2020	2019
Total des effectifs de Suncor (à la clôture de l'exercice)^{A)}	14 906	16 558	16 922	12 591	12 889
Par action ordinaire					
Bénéfice net (perte nette) – de base	6,34	6,54	2,77	(2,83)	1,86
Bénéfice net (perte nette) – dilué(e)	6,33	6,53	2,77	(2,83)	1,86
Résultat d'exploitation ajusté ^{B),C),D),E)}	5,10	8,34	2,56	(1,45)	2,83
Dividendes en trésorerie ^{B)}	2,11	1,88	1,05	1,10	1,68
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{B),C),D)}	10,19	13,05	6,89	2,54	6,94
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation ^{B)}	9,44	11,30	7,91	1,75	6,69
Ratios					
RCI ^{C)} (%)	15,6	19,4	8,6	(6,9)	4,9
RCI – compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur ^{C),F)} (%)	15,6	22,9	8,2	(2,9)	10,0
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ^{C)} (%)	26,3	28,4	33,4	37,8	29,9
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ^{C)} (%)	24,0	25,7	30,6	35,7	27,6
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés (nombre de fois) ^{C),D)}	1,0	0,8	1,6	5,1	1,5

- 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 » 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) Le RCI aurait été de 13,6 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, compte non tenu de l'incidence d'un profit hors trésorerie de 1,125 G\$ découlant de l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd.

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

Sommaire sur cinq ans des résultats d'exploitation

(non audité)

Sables pétrolifères	2023	2022	2021	2020	2019
Volumes de production (kb/j)^{A)}					
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	819,8	790,5	770,3	710,4	796,8
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel					
Activités du secteur Sables pétrolifères	298,8	303,1	301,6	303,1	313,3
Syncrude	188,2	176,9	167,0	163,1	172,3
Total du secteur Sables pétrolifères – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	487,0	480,0	468,6	466,2	485,6
Secteur Sables pétrolifères – production de bitume non valorisé					
Activités du secteur Sables pétrolifères	114,8	100,4	124,9	69,1	99,5
Fort Hills	87,8	84,8	50,7	58,1	85,3
Total du secteur Sables pétrolifères – production de bitume non valorisé	202,6	185,2	175,6	127,2	184,8
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	689,6	665,2	644,2	593,4	670,4
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)					
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	486,6	482,6	465,7	467,9	483,6
Bitume non valorisé	199,4	180,7	183,8	125,6	187,5
Total du volume des ventes du secteur Sables pétrolifères	686,0	663,3	649,5	593,5	671,1
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),B)} (en millions de dollars)					
Charges décaissées	4 325	3 803	3 603	3 571	3 993
Gaz naturel	426	738	554	363	274
	4 751	4 541	4 157	3 934	4 267
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^{1),B)} (\$/b)*					
Charges décaissées	27,05	25,10	22,45	25,60	26,35
Gaz naturel	2,65	4,85	3,45	2,60	1,85
	29,70	29,95	25,90	28,20	28,20
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),B),C)} (en millions de dollars)					
Charges décaissées	1 274	835	706	657	778
Gaz naturel	61	97	58	41	37
	1 335	932	764	698	815
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1),B),C)} (\$/b)*					
Charges décaissées	32,85	26,90	38,20	30,90	24,95
Gaz naturel	1,55	3,10	3,15	1,90	1,20
	34,40	30,00	41,35	32,80	26,15
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),B)} (en millions de dollars)					
Charges décaissées	2 523	2 325	2 111	1 974	2 242
Gaz naturel	88	147	104	76	69
	2 611	2 472	2 215	2 050	2 311
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1),B)} (\$/b)*					
Charges décaissées	35,90	34,45	33,55	32,55	35,65
Gaz naturel	1,25	2,20	1,65	1,25	1,10
	37,15	36,65	35,20	33,80	36,75

A) À partir de 2020, la Société a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres de la période comparative ont été mis à jour 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 » 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 d'une participation directe supplémentaire 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),C)}	2023	2022	2021	2020	2019
Bitume non valorisé (\$/b)					
Prix moyen obtenu	75,78	91,27	59,16	28,44	52,05
Redevances	(10,16)	(13,81)	(5,53)	(0,32)	(1,70)
Frais de transport et de distribution	(7,81)	(6,64)	(5,36)	(6,07)	(6,34)
Charges d'exploitation nettes	(20,56)	(20,27)	(18,52)	(20,06)	(16,26)
Revenus d'exploitation nets	37,25	50,55	29,75	1,99	27,75
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (\$/b)					
Prix moyen obtenu	103,02	123,25	82,24	48,19	75,43
Redevances	(10,60)	(17,27)	(6,75)	(0,45)	(4,49)
Frais de transport et de distribution	(3,62)	(4,37)	(4,51)	(4,36)	(4,75)
Charges d'exploitation nettes	(38,92)	(37,56)	(34,06)	(33,61)	(35,24)
Revenus d'exploitation nets	49,88	64,05	36,92	9,77	30,95
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)					
Prix moyen obtenu	95,10	114,56	75,71	44,01	68,89
Redevances	(10,48)	(16,33)	(6,41)	(0,44)	(3,74)
Frais de transport et de distribution	(4,83)	(4,99)	(4,75)	(4,72)	(5,19)
Charges d'exploitation nettes	(33,58)	(32,85)	(29,65)	(30,74)	(29,94)
Revenus d'exploitation nets	46,21	60,39	34,90	8,11	30,02

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 » du présent rapport annuel.

B) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

C) À partir de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produits, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. Les montants des périodes précédentes ont été révisés pour refléter ce changement. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants de 2019 ont été révisés 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 ^(suite)

(non audité)

Exploration et production	2023	2022	2021	2020	2019
Volumes de production^{A)}					
E&P Canada (kb/j)	44,4	50,2	54,4	59,7	59,9
E&P International (kbep/j)	11,7	27,8	33,1	42,0	46,9
Total des volumes de production (kbep/j)	56,1	78,0	87,5	101,7	106,8
Total des Volumes des ventes (kbep/j)	52,9	80,6	82,8	102,6	106,0
Revenus d'exploitation nets^{B),C)}					
E&P Canada (\$/b)					
Prix moyen obtenu	111,49	131,35	87,04	52,62	86,62
Redevances	(13,82)	(18,25)	(12,20)	(4,30)	(13,62)
Frais de transport et de distribution	(3,87)	(3,28)	(2,34)	(2,93)	(1,76)
Charges d'exploitation	(20,17)	(14,69)	(11,74)	(12,23)	(13,45)
Revenus d'exploitation nets	73,63	95,13	60,76	33,16	57,79
E&P International (à l'exclusion de la Libye) (\$/bep)					
Prix moyen obtenu	112,16	129,18	84,76	52,51	83,73
Frais de transport et de distribution	(3,16)	(2,57)	(2,60)	(2,23)	(2,51)
Charges d'exploitation	(15,03)	(9,66)	(10,40)	(7,06)	(6,45)
Revenus d'exploitation nets	93,97	116,95	71,76	43,22	74,77

A) À partir de 2020, la Société a révisé la présentation de ses volumes de production. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par catégorie, à savoir Exploration et production – Canada et Exploration et production – International afin de simplifier la présentation. Les données des périodes comparatives ont été mises à jour pour tenir compte de cette modification.

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

C) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des 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)

Raffinage et commercialisation	2023	2022	2021	2020	2019
Ventes de produits raffinés (kb/j)	553,1	553,6	528,4	503,4	539,4
Pétrole brut traité (kb/j)	420,7	433,2	415,5	407,0	438,9
Volumes des ventes liées aux activités de vente (ML)	20 458	21 448	20 430	19 503	21 220
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)^{A)}	90	93	89	88	95
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)^{B),C)}	45,00	55,85	36,85	25,30	40,45
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)^{B),C)}	47,00	54,45	30,90	28,65	36,80
Marge brute liée aux activités de vente (c/l)^{B),D)}	6,55	6,30	7,10	7,10	4,90
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)^{B)}	7,45	7,00	5,95	5,50	5,35
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l)^{B),D)}	3,45	3,00	2,90	2,95	3,00
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	112,2	107,0	110,2	103,6	119,8
Distillats ^{E)}	104,3	96,9	94,7	91,9	102,9
Total des ventes de carburants de transport	216,5	203,9	204,9	195,5	222,7
Produits pétrochimiques	10,6	10,2	12,4	9,1	10,6
Asphalte	18,4	18,7	17,9	14,9	16,1
Autres	22,9	26,5	21,0	23,5	22,1
Total des ventes de produits raffinés	268,4	259,3	256,2	243,0	271,5
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	212,4	206,2	202,8	201,0	203,3
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	93	91	91	92
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	115,8	120,6	115,6	110,5	126,8
Distillats ^{E)}	139,6	147,7	133,8	123,8	115,2
Total des ventes de carburants de transport	255,4	268,3	249,4	234,3	242,0
Asphalte	10,8	11,9	9,7	12,6	12,1
Autres	18,5	14,1	13,1	13,5	13,8
Total des ventes de produits raffinés	284,7	294,3	272,2	260,4	267,9
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	208,3	227,0	212,7	206,0	235,6
Utilisation de la capacité de raffinage (%) ^{A)}	85	93	87	86	98
Établissements de vente au détail	1 585	1 810	1 804	1 800	1 786

- A) La capacité de traitement du pétrole brut pour 2021 s'est établie à 146 000 b/j à la raffinerie d'Edmonton, en hausse par rapport à 142 000 b/j pour 2020.
- 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 » du présent rapport annuel.
- C) En 2020, les marges de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour les périodes précédentes afin de mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de ventes.
- 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 2020, afin de mieux refléter l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes de ventes de produits raffinés pour inclure le diesel du secteur Sables pétrolifères acheté et commercialisé par le secteur Raffinage et commercialisation.

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)

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2023			30 septembre 2023		
	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 646	4 341	6 987	1 891	4 912	6 803
Autres produits (pertes)	1 374	(11)	1 363	(5)	1	(4)
Achats de pétrole brut et de produits	(820)	(29)	(849)	(274)	(43)	(317)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(1 395)	(52)		22	(82)	
Montant brut réalisé	1 805	4 249		1 634	4 788	
Redevances	(271)	(370)	(641)	(258)	(853)	(1 111)
Frais de transport et de distribution	(199)	(195)	(394)	(140)	(114)	(254)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	(573)	(1 823)	(2 396)	(426)	(1 787)	(2 213)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	116	100		66	154	
Charges d'exploitation nettes	(457)	(1 723)		(360)	(1 633)	
Revenus d'exploitation nets	878	1 961		876	2 188	
Volumes des ventes (kb)	25 529	42 070		16 711	43 620	
Revenus d'exploitation nets par baril	34,44	46,56		52,45	50,21	

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

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

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

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2022			30 septembre 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	1 347	5 317	6 664	2 542	4 993	7 535
Autres (pertes) produits	(113)	(33)	(146)	74	(4)	70
Achats de pétrole brut et de produits	(182)	(76)	(258)	(634)	(144)	(778)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(68)	(127)		(145)	(52)	
Montant brut réalisé	984	5 081		1 837	4 793	
Redevances	(166)	(496)	(662)	(243)	(586)	(829)
Frais de transport et de distribution	(111)	(181)	(292)	(143)	(195)	(338)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(511)	(1 982)	(2 493)	(536)	(1 742)	(2 278)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	149	230		188	87	
Charges d'exploitation nettes	(362)	(1 752)		(348)	(1 655)	
Revenus d'exploitation nets	345	2 652		1 103	2 357	
Volumes des ventes (kb)	16 050	46 487		21 272	38 561	
Revenus d'exploitation nets par baril	21,60	57,01		51,82	61,13	

Pour les trimestres clos les	30 juin 2022			31 mars 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	2 221	6 541	8 762	1 782	5 688	7 470
Autres (pertes) produits	(4)	20	16	(37)	44	7
Achats de pétrole brut et de produits	(467)	(94)	(561)	(390)	(63)	(453)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	27	(105)		67	(136)	
Montant brut réalisé	1 777	6 362		1 422	5 533	
Redevances	(292)	(1 195)	(1 487)	(211)	(774)	(985)
Frais de transport et de distribution	(97)	(190)	(287)	(87)	(206)	(293)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(311)	(1 858)	(2 169)	(364)	(1 848)	(2 212)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	(20)	246		69	235	
Charges d'exploitation nettes	(331)	(1 612)		(295)	(1 613)	
Revenus d'exploitation nets	1 057	3 365		829	2 940	
Volumes des ventes (kb)	14 808	44 992		13 830	46 592	
Revenus d'exploitation nets par baril	71,32	74,79		59,95	63,14	

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

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

Rapprochement des données sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

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

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

B) À partir de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produits, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. Les montants des périodes précédentes ont été révisés pour refléter ce changement. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants de 2019 ont été révisés pour refléter ce changement.

C) 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.

D) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

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

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

Rapprochement des données sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

Pour les exercices clos les	31 décembre 2021			31 décembre 2020		
	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	5 468	14 452	19 920	2 043	8 574	10 617
Autres (pertes) produits	(56)	62	6	21	277	298
Achats de pétrole brut et de produits	(1 231)	(213)	(1 444)	(702)	(142)	(844)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(210)	(325)		(54)	(458)	
Montant brut réalisé	3 971	13 976		1 308	8 251	
Redevances	(376)	(1 147)	(1 523)	(19)	(76)	(95)
Ajustement lié aux redevances ⁴⁾	—	—		4	—	
Redevances nettes	(376)	(1 147)		(15)	(76)	
Frais de transport	(359)	(767)	(1 126)	(476)	(747)	(1 223)
Ajustement lié aux frais de transport ⁵⁾	—	—		197	—	
Frais de transport et de distribution	(359)	(767)		(279)	(747)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 541)	(6 515)	(8 056)	(1 093)	(6 076)	(7 169)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	299	728		169	322	
Charges d'exploitation nettes	(1 242)	(5 787)		(924)	(5 754)	
Revenus d'exploitation nets	1 994	6 275		90	1 674	
Volumes des ventes (kb)	67 094	169 983		45 980	171 211	
Revenus d'exploitation nets par baril	29,75	36,92		1,99	9,77	

Pour les exercices clos les	31 décembre 2019		
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	4 780	13 567	18 347
Autres (pertes) produits	(38)	210	172
Achats de pétrole brut et de produits	(1 164)	(243)	(1 407)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(14)	(219)	
Montant brut réalisé	3 564	13 315	
Redevances	(124)	(793)	(917)
Ajustement lié aux redevances ⁴⁾	8	—	
Redevances nettes	(116)	(793)	
Frais de transport	(449)	(844)	(1 293)
Ajustement lié aux frais de transport ⁵⁾	15	7	
Frais de transport et de distribution	(434)	(837)	
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(1 242)	(6 785)	(8 027)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	129	565	
Charges d'exploitation nettes	(1 113)	(6 220)	
Revenus d'exploitation nets	1 901	5 465	
Volumes des ventes (kb)	68 430	176 494	
Revenus d'exploitation nets par baril	27,75	30,95	

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) À partir de 2020, du fait d'une plus grande intégration des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses revenus d'exploitation nets. Ainsi, la présentation des actifs de façon séparée a fait place à une présentation regroupée par produits, à savoir le bitume et le pétrole brut synthétique et diesel afin de mieux prendre en compte l'intégration des actifs de la Société. Les montants des périodes précédentes ont été révisés pour refléter ce changement. De plus, la Société a mis à profit son savoir-faire en matière de marketing et de logistique afin d'optimiser les capacités de son secteur médian de la côte du golfe et cela se reflète dans les prix du bitume réalisés. Les montants de 2019 ont été révisés pour refléter ce changement.

C) 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.

D) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

Se reporter aux définitions et notes explicatives des sommaires 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)

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2023				30 septembre 2023			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	—	259	236	495	—	423	224	647
Redevances	—	(33)	(105)	(138)	—	(57)	(94)	(151)
Frais de transport et de distribution	—	(19)	(3)	(22)	—	(12)	—	(12)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(5)	(75)	(17)	(97)	—	(83)	(19)	(102)
Coûts non liés à la production ⁷⁾	5	6			—	13		
Revenus d'exploitation nets	—	138			—	284		
Volumes des ventes (kbep)	—	2 191			—	3 504		
Revenus d'exploitation nets par baril	—	63,18			—	80,70		

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

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

B) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des 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)

Pour les trimestres clos les	31 décembre 2022				30 septembre 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	378	399	308	1 085	280	726	6	1 012
Redevances	—	(54)	(118)	(172)	—	(96)	—	(96)
Frais de transport et de distribution	(5)	(13)	(16)	(34)	(7)	(12)	—	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(31)	(83)	(19)	(133)	(26)	(85)	(7)	(118)
Coûts non liés à la production ⁷⁾	4	14			5	9		
Revenus d'exploitation nets	346	263			252	542		
Volumes des ventes (kbep)	2 893	3 414			1 984	5 475		
Revenus d'exploitation nets par baril	119,70	77,06			127,34	99,00		

Pour les trimestres clos les	30 juin 2022				31 mars 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	292	775	152	1 219	272	563	180	1 015
Redevances	—	(105)	(88)	(193)	—	(87)	(60)	(147)
Frais de transport et de distribution	(6)	(19)	—	(25)	(6)	(17)	—	(23)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(87)	(12)	(131)	(31)	(72)	(5)	(108)
Coûts non liés à la production ⁷⁾	7	14			9	14		
Revenus d'exploitation nets	261	578			244	401		
Volumes des ventes (kbep)	2 240	5 404			2 336	4 460		
Revenus d'exploitation nets par baril	116,88	107,30			104,81	89,51		

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 des 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)

Pour les exercices clos les	31 décembre 2023				31 décembre 2022			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	306	1 689	694	2 689	1 222	2 464	645	4 331
Redevances	—	(209)	(282)	(491)	—	(342)	(266)	(608)
Frais de transport et de distribution	(9)	(58)	(9)	(76)	(24)	(61)	(16)	(101)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(342)	(75)	(475)	(120)	(327)	(43)	(490)
Coûts non liés à la production ⁷⁾	17	37			25	51		
Revenus d'exploitation nets	256	1 117			1 103	1 785		
Volumes des 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 les exercices clos les	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	815	1 684	479	2 978	809	1 152	(62)	1 899
Redevances	—	(237)	(241)	(478)	—	(94)	(49)	(143)
Frais de transport et de distribution	(25)	(44)	(43)	(112)	(34)	(65)	(1)	(100)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(133)	(268)	(28)	(429)	(131)	(301)	(44)	(476)
Coûts non liés à la production ⁷⁾	33	43			21	33		
Revenus d'exploitation nets	690	1 178			665	725		
Volumes des ventes (kbep)	9 616	19 386			15 406	21 879		
Revenus d'exploitation nets par baril	71,76	60,76			43,22	33,16		

Pour l'exercice clos le	31 décembre 2019			
	E&P International	E&P Canada	Autres ⁶⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 309	1 923	443	3 675
Redevances	—	(302)	(303)	(605)
Frais de transport et de distribution	(35)	(39)	(6)	(80)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(120)	(346)	(59)	(525)
Coûts non liés à la production ⁷⁾	19	46		
Revenus d'exploitation nets	1 173	1 282		
Volumes des ventes (kbep)	15 650	22 190		
Revenus d'exploitation nets par baril	74,77	57,79		

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

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

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 les montants par baril)

Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation	Trimestres clos les							
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023	31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022
Produits d'exploitation	7 173	7 272	8 570	8 053	7 855	10 239	9 615	9 019
Achats de pétrole brut et de produits	(5 354)	(5 797)	(6 268)	(6 448)	(5 482)	(7 385)	(7 879)	(6 515)
	1 819	1 475	2 302	1 605	2 373	2 854	1 736	2 504
Autres produits (pertes)	156	13	(26)	81	(110)	35	(46)	61
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁹⁾	(2)	(33)	(4)	(11)	(13)	(6)	(4)	3
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 973	1 455	2 272	1 675	2 250	2 883	1 686	2 568
Production des raffineries (kb) ⁹⁾	35 583	38 214	45 342	44 756	42 311	37 517	45 000	43 321
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)}	55,45	38,10	50,10	37,45	53,20	76,85	37,45	59,30
Perte (profit) au titre de la méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque ^{B)}	131	116	(348)	431	(729)	(525)	585	439
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	2 104	1 571	1 924	2 106	1 521	2 358	2 271	3 007
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	59,15	41,10	42,45	47,05	35,95	62,85	50,45	69,40
Marge brute liée aux activités de vente								
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	1 973	1 455	2 272	1 675	2 250	2 883	1 686	2 568
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 639)	(1 133)	(1 948)	(1 311)	(1 869)	(2 602)	(1 326)	(2 236)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),10)}	334	322	324	364	381	281	360	332
Volumes des ventes (ML)	4 654	5 073	5 445	5 286	5 180	5 165	5 688	5 415
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	7,20	6,35	5,95	6,90	7,35	5,45	6,35	6,15
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage et des charges d'exploitation liées aux activités de vente								
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	650	604	610	694	559	592	596	680
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),11)}	A	156	157	170	222	153	156	181
Moins les autres charges d'exploitation ^{12),D)}		204	143	159	129	141	167	157
Charges d'exploitation de raffinage ^{A),D)}	B	290	304	281	343	265	269	342
Production des raffineries (kb) ⁹⁾	C	35 583	38 214	45 342	44 756	42 311	37 517	45 000
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A),D)}	B/C	8,15	7,95	6,20	7,65	6,25	7,15	6,80
Volumes des ventes (ML)	D	4 654	5 073	5 445	5 286	5 180	5 688	5 415
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A)}	A/D	3,35	3,10	3,10	4,15	2,95	3,00	3,35

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

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

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

Rapprochement des données sur l'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation

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

Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation	Exercices clos les				
	2023	2022	2021	2020	2019
Produits d'exploitation	31 068	36 728	22 915	15 272	22 304
Achats de pétrole brut et de produits	(23 867)	(27 261)	(16 807)	(11 243)	(15 296)
	7 201	9 467	6 108	4 029	7 008
Autres produits (pertes)	224	(60)	(50)	48	75
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ^{B)}	(50)	(20)	(54)	(57)	(60)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A),B)}	7 375	9 387	6 004	4 020	7 023
Production des raffineries (kb) ⁹⁾	163 895	168 149	162 862	158 991	173 705
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A),B)}	45,00	55,85	36,85	25,30	40,45
Perte (profit) au titre de la méthode PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque ^{C)}	330	(230)	(972)	532	(628)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B),C)}	7 705	9 157	5 032	4 552	6 395
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C),D)}	47,00	54,45	30,90	28,65	36,80
Marge brute liée aux activités de vente^{E)}					
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	7 375	9 387	6 004	4 020	7 023
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(6 031)	(8 033)	(4 550)	(2 634)	(5 982)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),10)}	1 344	1 354	1 454	1 386	1 041
Volumes des ventes (ML)	20 458	21 448	20 430	19 503	21 220
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	6,55	6,30	7,10	7,10	4,90
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 ^{F)}	2 558	2 427	2 019	1 759	2 035
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),E),11)}	705	644	594	572	633
Moins les autres charges d'exploitation ^{G),12)}	635	602	457	313	475
Charges d'exploitation de raffinage ^{A),G)}	1 218	1 181	968	874	927
Production des raffineries (kb) ⁹⁾	163 895	168 149	162 862	158 991	173 705
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A),G)}	7,45	7,00	5,95	5,50	5,35
Volumes des ventes (ML)	20 458	21 448	20 430	19 503	21 220
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A),E)}	3,45	3,00	2,90	2,95	3,00

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

B) En 2020, les marges de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour les périodes précédentes afin de mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue jusqu'à la vente du produit.

C) Les marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS excluent l'incidence des activités de gestion des risques à court terme.

D) 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.

E) 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.

F) 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.

G) 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 Suncor¹³⁾

(\$ US/b, sauf indication contraire)

(moyenne pour les trimestres clos les)	Trimestres clos les							
	31 mars 2023	30 juin 2023	30 sept. 2023	31 déc. 2023	31 mars 2022	30 juin 2022	30 sept. 2022	31 déc. 2022
Pétrole brut WTI à Cushing	76,10	73,75	82,20	78,35	94,40	108,40	91,65	82,65
Pétrole brut SYN à Edmonton	78,20	76,65	85,00	78,65	93,10	114,45	100,45	86,80
WCS à Hardisty	51,35	58,70	69,30	56,45	79,80	95,60	71,75	57,00
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{A)}	36,70	32,30	39,95	28,60	28,25	60,05	46,70	52,75
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{A)}	31,55	28,60	27,45	17,10	20,20	49,40	43,30	39,20
Valeur du produit								
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	40 %	45,10	42,40	48,85	42,80	49,05	67,40	54,15
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %	43,05	40,95	43,85	38,20	45,85	63,10	48,75
WTI	20 %	15,20	14,75	16,45	15,65	18,90	21,70	18,35
Facteur saisonnier		6,50	5,00	5,00	6,50	6,50	5,00	5,00
		109,85	103,10	114,15	103,15	120,30	132,70	125,95
Valeur du pétrole brut								
SYN	40 %	31,30	30,65	34,00	31,45	37,25	45,80	40,20
WCS	40 %	20,55	23,50	27,70	22,60	31,90	38,25	28,70
WTI	20 %	15,20	14,75	16,45	15,65	18,90	21,70	18,35
		67,05	68,90	78,15	69,70	88,05	105,75	87,25
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor		42,80	34,20	36,00	33,45	32,25	51,45	45,45
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{D)}		57,85	45,95	48,25	45,55	40,85	65,70	59,35
(moyenne pour les exercices clos les)								
				2023	2022	2021	2020	2019
Pétrole brut WTI à Cushing				77,60	94,25	67,95	39,40	57,05
Pétrole brut SYN à Edmonton				79,60	98,70	66,30	36,25	56,45
WCS à Hardisty				59,00	75,95	54,90	26,85	44,25
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{A)}				34,40	47,00	19,40	11,75	19,90
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{A)}				26,15	38,10	17,75	8,05	17,05
Valeur du produit								
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	40 %			44,80	56,50	34,95	20,45	30,80
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %			41,50	52,95	34,30	19,00	29,65
WTI	20 %			15,50	18,85	13,60	7,90	11,40
Facteur saisonnier				5,75	5,75	5,75	5,75	5,75
				107,55	134,05	88,60	53,10	77,60
Valeur du pétrole brut								
SYN	40 %			31,85	39,50	26,50	14,50	22,60
WCS	40 %			23,60	30,40	21,95	10,75	17,70
WTI	20 %			15,50	18,85	13,60	7,90	11,40
				70,95	88,75	62,05	33,15	51,70
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor				36,60	45,30	26,55	19,95	25,90
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{D)}				49,40	58,95	33,30	26,75	34,35

A) 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.

B) 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.

C) 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.

D) 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 trimestriels des résultats d'exploitation.

Information relative au sommaire des résultats d'exploitation

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans la rubrique Données financières et d'exploitation complémentaires, à savoir le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le rendement du capital investi (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 pétrolifères (auparavant les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères), 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 charges d'exploitation liées aux activités de vente, la dette nette, le total de la dette 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 pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour chaque trimestre de 2023 et de 2022 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 mesures contenus dans le RCI et le RCI compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, le total de la dette pour chaque trimestre de 2023 et de 2022 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 mesures contenus 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 pétrolifères, 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 le total de la dette pour les exercices clos les 31 décembre 2020 et 2019 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, et ceux des exercices clos les 31 décembre 2023, 2022 et 2021 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2023, qui figure dans le rapport annuel (le « rapport de gestion de 2023 »). Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, la marge brute liée aux activités de vente et les charges d'exploitation liées aux activités de vente pour chaque trimestre de 2023 et de 2022 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022, 2021, 2020 et 2019 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 2023 et de 2022 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2023, 2022, 2021, 2020 et 2019 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 2023.

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 pétrolifères

Les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction des produits bruts et des barils vendus, et sont tirés de l'état du résultat net du secteur Sables pétrolifères, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères pour évaluer la rentabilité des produits bruts en fonction des barils vendus.

Revenus d'exploitation nets du secteur Exploration et production (« E&P »)

Les revenus d'exploitation nets du secteur E&P sont une mesure hors PCGR; ils sont présentés en fonction de l'emplacement des actifs et des barils vendus, et ils sont tirés de l'état du résultat net du secteur E&P, après ajustement pour tenir compte des éléments qui ne sont pas directement attribuables aux produits des activités ordinaires et aux coûts liés à la production et à la livraison. La direction utilise les revenus d'exploitation nets du secteur E&P pour évaluer la rentabilité des actifs selon l'emplacement et en fonction des barils vendus.

Définitions

- 1) Les charges d'exploitation décaissées sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction des coûts non liés à la production et des coûts liés à la capacité énergétique excédentaire. Les principaux coûts non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, 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 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 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 pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.
- 2) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 3) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et vendue qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation.
- 4) Reflète les ajustements pour tenir compte des redevances qui ne sont pas liées aux produits tirés du pétrole brut.
- 5) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente.
- 6) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Norvège (2019) et la Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 8) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle.
- 9) 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.
- 10) Les produits d'exploitation liés aux activités de vente, les autres produits moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 11) 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.
- 12) 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.
- 13) 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 aux mesures semblables calculées par d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les entités et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

b	–	baril
b/j	–	barils par jour
kb	–	milliers de barils
kb/j	–	milliers de barils par jour
bep	–	barils équivalent pétrole
bep/j	–	barils équivalent pétrole par jour
kbep	–	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	–	milliers de barils équivalent pétrole par jour
c/l	–	cents par litre
ML	–	millions de litres
WTI	–	West Texas Intermediate
SYN	–	cours de référence du pétrole brut synthétique
WCS	–	Western Canadian Select

Conversion au système métrique

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 2023	Trimestres clos les		31 déc. 2023	31 mars 2022	Trimestres clos les		31 déc. 2022
		30 juin 2023	30 sept. 2023			30 juin 2022	30 sept. 2022	
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers) ^{A)}	1 329 258	1 309 148	1 300 252	1 294 340	1 433 405	1 406 362	1 363 847	1 347 166
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	48,26	44,78	47,76	47,55	43,12	53,62	46,72	50,37
Bas	38,82	37,09	37,73	40,07	32,08	38,74	36,39	40,10
Clôture	41,96	38,86	46,71	42,45	40,70	45,16	38,90	42,95
Bourse de New York – \$ US								
Haut	35,50	33,33	35,51	34,74	34,09	42,72	35,79	37,23
Bas	28,11	27,59	28,26	29,45	25,10	30,31	26,43	29,32
Clôture	31,05	29,32	34,38	32,04	32,59	35,07	28,15	31,73
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	690 801	650 943	546 896	483 548	771 674	622 524	698 610	677 740
Bourse de New York	285 360	286 370	306 946	301 645	549 701	485 282	380 777	333 806
Données par action ordinaire (en dollars)								
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	1,54	1,44	1,19	2,18	2,06	2,84	(0,45)	2,03
Dividendes par action ordinaire	0,52	0,52	0,52	0,55	0,42	0,47	0,47	0,52

A) La Société comptait approximativement 5 096 actionnaires ordinaires inscrits au 31 janvier 2024.

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 2023

Équipe de direction^{A)}

Rich Kruger

Président et chef de la direction

Kris Smith

Chef des finances

Karen Keegans

Chef des ressources humaines

Peter Zebedee

Vice-président directeur, Sables bitumineux

David Oldreive

Vice-président directeur, Aval

Jacquie Moore

Avocate générale et secrétaire générale

Shelley Powell

Vice-présidente principale, Amélioration opérationnelle et services de soutien

Conseil d'administration

Michael Wilson^{B)}

Président du conseil
Bragg Creek (Alberta)

Rich Kruger

Président et chef de la direction, Suncor
Calgary (Alberta)

Ian Ashby^{1),4)}

San Jose (Californie)

Patricia Bedient^{1),2)}

Présidente du Comité d'audit
Sammamish (Washington)

Christopher Seasons^{3),4)}

Calgary (Alberta)

Jean Paul (JP) Gladu^{2),3)}

Sand Point First Nation (Ontario)

Dennis Houston^{3),4),B)}

Spring (Texas)

Brian MacDonald^{1),2)}

Président du Comité de gouvernance
Naples (Floride)

M. Jacqueline Sheppard^{2),3)}

Calgary (Alberta)

Lorraine Mitchelmore^{1),4)}

Présidente du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable
Calgary (Alberta)

Daniel Romasko^{1),4)}

Blanco (Texas)

Jane Peverett^{1),2)}

Vancouver (Colombie-Britannique)

Russell Girling^{3),4),B)}

Président du Comité des ressources humaines et de la rémunération
Calgary (Alberta)

^{A)} Avec prise d'effet le 29 janvier 2024, Kent Ferguson a été nommé vice-président principal, Stratégie, développement durable et développement de l'entreprise.

^{B)} Avec prise d'effet le 15 mars 2024, Russell Girling occupe le poste de président du conseil d'administration. Michael Wilson, actuel président du conseil d'administration, et Dennis Houston prendront leur retraite en 2024.

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 21 mars 2024



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