



Notice annuelle

Datée du 26 février 2025

Notice annuelle datée du 26 février 2025

Table des matières

1	Avis
2	Abréviations
3	Structure de l'entreprise
4	Développement général de l'entreprise
6	Description narrative des entreprises de Suncor
6	Sables pétrolifères
9	Exploration et production
11	Raffinage et commercialisation
14	Autres entreprises de Suncor
15	Employés de Suncor
15	Politiques en matière d'éthique et politiques sociales et environnementales
16	Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz
17	Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz
21	Tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs et notes
26	Autre information concernant les données relatives aux réserves
33	Situation dans l'industrie
37	Facteurs de risque
37	Dividendes
38	Description de la structure du capital
40	Marché pour la négociation des titres
41	Administrateurs et membres de la haute direction
48	Renseignements sur le comité d'audit
49	Poursuites et mesures de réglementation
49	Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes
49	Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres
49	Contrats importants
49	Intérêts des experts
49	Information divulguée conformément aux exigences de la NYSE
50	Renseignements complémentaires
51	Mise en garde concernant les déclarations prospectives et les mesures financières hors PCGR
	Annexes
A-1	Annexe A – Mandat du comité d'audit
B-1	Annexe B – Politique et procédures d'approbation préalable des services d'audit et des services non liés à l'audit de Suncor Énergie Inc.
C-1	Annexe C – Annexe 51-101A2 Rapport sur les données relatives aux réserves établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant
D-1	Annexe D – Annexe 51-101A3 Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

Avis

À moins d'indication contraire ou que le contexte ne s'y oppose, dans la présente notice annuelle (la « notice annuelle »), les termes « Suncor », « la Société » ou « Suncor Énergie » renvoient à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales, sociétés de personnes et arrangements conjoints.

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés en fonction d'une participation directe, avant le versement des redevances, à l'exception des volumes de production concernant les activités de la Société en Libye, qui sont présentés sur une base économique.

Les renvois aux états financiers consolidés audités 2024 désignent les états financiers consolidés audités de Suncor établis conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par le Conseil des normes comptables internationales (le « CNCI »), les notes afférentes à ceux-ci et le rapport des auditeurs sur ces états aux 31 décembre 2024 et 2023 et pour les exercices clos à ces dates. Les renvois au rapport de gestion annuel 2024 désignent le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 daté du 26 février 2025.

La présente notice annuelle comprend des énoncés prospectifs et de l'information prospective fondés sur les

plans, attentes, estimations, projections et hypothèses actuels de Suncor. L'information présentée est soumise à un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont un grand nombre échappent au contrôle de la Société. Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses relatifs aux énoncés prospectifs de Suncor sont décrits plus en détail tout au long de la présente notice annuelle et à la rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2024 de la Société, rubrique qui est intégrée par renvoi aux présentes et qui peut être consultée sous le profil de Suncor sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca. Les lecteurs devraient se rappeler que les résultats réels pourraient différer considérablement de ceux qui sont exprimés ou sous-entendus dans les énoncés prospectifs contenus dans les présentes. On se reportera à la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs et les mesures financières hors PCGR » de la présente notice annuelle pour obtenir de l'information sur les facteurs de risque et les principales hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs.

L'information contenue sur le site Web de Suncor au www.suncor.com ou accessible par ailleurs par l'intermédiaire de ce site ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'est pas intégrée par renvoi dans celle-ci.

Abréviations

Unités de mesure, produits et marchés

kb	milliers de barils
kb/j	milliers de barils par jour
Mb	millions de barils
bep	barils d'équivalent pétrole
kbep	milliers de barils d'équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils d'équivalent pétrole par jour
Mbep	millions de barils d'équivalent pétrole
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ (e)/j	millions de pieds cubes d'équivalent de gaz par jour
Gpi ³ (e)	milliards de pieds cubes d'équivalent de gaz naturel
GES	gaz à effet de serre
MBTU	millions d'unités thermiques britanniques
CO ₂	dioxyde de carbone
CO ₂ e	équivalent en dioxyde de carbone
LGN	liquides de gaz naturel
NO ₂	dioxyde d'azote
NO _x	oxyde d'azote
DGMV	drainage par gravité au moyen de vapeur
PBS	pétrole brut synthétique
SO ₂	dioxyde de soufre
MW	mégawatts
MT	mégatonnes
WCS	Western Canadian Select
WTI	West Texas Intermediate

Endroits et monnaies

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
\$ ou \$ CA	dollars canadiens
\$ US	dollars américains

Suncor convertit certains volumes de gaz naturel en bep, en kbep et en Mbep à raison de 6 kpi³ pour un bep. Toute donnée présentée en bep, en kbep ou en Mbep peut être trompeuse, surtout si on l'emploie de façon isolée. Le ratio de conversion selon lequel 6 kpi³ de gaz naturel équivalent à un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel est fondé sur une méthode de conversion de l'équivalence d'énergie applicable surtout à la pointe du brûleur et ne représente pas nécessairement une équivalence de valeur à la tête du puits. Étant donné que le ratio de valeur fondé sur le prix courant du pétrole brut par rapport au gaz naturel diffère sensiblement de l'équivalence d'énergie de 6:1, un ratio de conversion de 6:1 peut être trompeur à titre d'indication de valeur.

Structure de l'entreprise

Dénomination, adresse et constitution

Suncor Énergie Inc. (auparavant Suncor Inc.) est issue de la fusion, en vertu de la *Loi canadienne sur les sociétés par actions* (la « LCSA »), le 22 août 1979, de Sun Oil Company Limited, constituée en 1923, et de Great Canadian Oil Sands Limited, constituée en 1953. Le 1^{er} janvier 1989, la Société a fusionné avec une filiale en propriété exclusive en vertu de la LCSA. La Société a modifié ses statuts en 1995 par suite du déménagement de son siège social de Toronto, en Ontario, à Calgary, en Alberta, et elle les a modifiés en avril 1997 dans le but d'adopter la dénomination sociale « Suncor Énergie Inc. ».

Aux termes d'un arrangement en vertu de la LCSA qui a été réalisé avec prise d'effet le 1^{er} août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada^{MC} pour former une société par actions unique prorogée sous la dénomination « Suncor Énergie Inc. » Le 1^{er} janvier 2017, le 20 novembre 2023 et le 1^{er} janvier 2024, Suncor a fusionné avec certaines de ses filiales en propriété exclusive en vertu de la LCSA.

Le siège social et principal établissement de Suncor est situé au 150 – 6th Avenue S.W., Calgary (Alberta) T2P 3E3.

Liens intersociétés

Les filiales importantes de Suncor, dont les titres à droit de vote étaient détenus directement ou indirectement par Suncor au 31 décembre 2024, sont les suivantes :

Nom	Territoire de constitution	Pourcentage de titres détenus
Activités canadiennes		
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Alberta	100 %
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Alberta	100 %
Suncor Énergie Marketing Inc.	Alberta	100 %
Canadian Oil Sands Partnership #1 ¹⁾	Alberta	100 %
Fort Hills Energy Limited Partnership	Alberta	100 %
Activités américaines		
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	Delaware	100 %
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	Delaware	100 %

1) Le 1^{er} janvier 2024, Suncor Energy Ventures Partnership a cédé sa participation à Canadian Oil Sands Partnership #1 et Suncor Energy Ventures Corporation a fusionné avec Suncor Énergie Inc.

Les autres filiales de la Société représentaient chacune (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2024 et (ii) moins de 10 % des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024. Globalement, les autres filiales de la Société représentaient moins de 20 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2024 et moins de 20 % des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Développement général de l'entreprise

Survol

Suncor Énergie est la première société d'énergie intégrée au Canada dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, au Canada. Les activités de Suncor comprennent le développement, la production et la valorisation des sables pétrolifères, la production pétrolière extracôtière, le raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis et les réseaux de distribution de détail et de gros sous la bannière Petro-Canada^{MC} (y compris la Transcanadienne électrique^{MC}, réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques). Suncor développe des ressources pétrolières tout en poursuivant la transition vers un avenir à faibles émissions au moyen d'investissements dans l'électricité à faible intensité d'émissions, les carburants à base de matières premières renouvelables et les projets visant à réduire l'intensité des émissions. Suncor exerce aussi 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 à celle de la Bourse de New York (la « NYSE »).

Historique des trois derniers exercices

Au cours des trois derniers exercices, les événements suivants ont influencé le développement général de l'entreprise de Suncor.

2022

- **Programme de rachat d'actions.** En 2022, Suncor a racheté, dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat »), environ 116,9 millions de ses actions ordinaires, soit l'équivalent de 8,1 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2021, à un prix moyen de 43,92 \$ par action ordinaire.
- **Hausses du dividende.** Aux deuxième et quatrième trimestres de 2022, le conseil a approuvé des hausses du dividende trimestriel, qu'il a porté à 0,47 \$ et à 0,52 \$ par action, respectivement.
- **Exécution d'une offre publique de rachat de titres d'emprunt.** Au quatrième trimestre de 2022, la Société a mené à terme une offre publique de rachat de titres d'emprunt et a racheté au-dessous de la valeur nominale une tranche d'environ 3,6 G\$ de ses billets en circulation de diverses séries.
- **Relance du projet West White Rose.** Au deuxième trimestre de 2022, Suncor et les propriétaires de la coentreprise ont annoncé qu'ils avaient pris la décision de relancer le projet West White Rose au large de la côte est du Canada, qui devrait prolonger la durée de la production du champ White Rose. Par suite de cette décision, Suncor a augmenté sa participation dans les actifs de White Rose de 12,5 % pour la porter à environ 39 %. Le projet West White Rose devrait entrer en production en 2026.
- **Nomination de Kris Smith au poste de président et chef de la direction par intérim.** Le 8 juillet 2022, M. Smith a été nommé président et chef de la direction par intérim, en remplacement de Mark Little.
- **Conclusion d'une convention avec Elliott Investment Management.** Au troisième trimestre de 2022, Suncor a conclu avec des membres du même groupe qu'Elliott Investment Management (« Elliott ») une convention aux termes de laquelle elle a nommé trois nouveaux administrateurs indépendants à son conseil.

- **Réalisation de la vente des activités en Norvège.** La Société a réalisé la vente de ses actifs du secteur Exploration et production (« E et P ») en Norvège pour un produit brut d'environ 430 M\$, compte non tenu des rajustements de clôture et des autres coûts de clôture.
- **Plan d'amélioration de la mine Fort Hills.** Le plan d'amélioration sur trois ans de la mine Fort Hills a été lancé et prévoit une séquence accélérée de développement de la mine par rapport aux plans antérieurs, au cours de laquelle les taux de production de l'actif devraient maintenir une moyenne inférieure à 90 %.
- **Résultats de l'examen des activités de détail.** Au quatrième trimestre de 2022, après un examen stratégique approfondi de ses activités de détail en aval, la Société a annoncé qu'elle conserverait les activités de vente au détail Petro-Canada^{MC} et qu'elle continuerait de les améliorer et de les optimiser.

2023

- **Programme de rachat d'actions.** En 2023, Suncor a racheté, dans le cadre de son offre de rachat, environ 52,0 millions de ses actions ordinaires émises et en circulation, soit l'équivalent de 3,9 % de celles-ci au 31 décembre 2022, à un prix moyen de 42,96 \$ par action ordinaire.
- **Modification par Suncor de la convention conclue avec Elliott.** Au premier trimestre de 2023, la convention conclue avec Elliott a été modifiée afin d'accorder à Elliott le droit de nommer un administrateur supplémentaire au conseil, ce qu'elle a fait en mars 2023.
- **Vente d'actifs éoliens et solaires.** Au premier trimestre de 2023, Suncor a réalisé la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut de 730 M\$, compte non tenu des rajustements de clôture et des autres coûts de clôture. Les actifs vendus comprenaient la participation de la Société dans les parcs éoliens Forty Mile, Adelaide, Magrath et Chin Chute.

- **Acquisition d'une participation additionnelle dans Fort Hills.** Le 2 février 2023, Suncor a réalisé l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills pour la somme de 712 M\$ auprès de Ressources Teck Limitée, ce qui a porté la participation directe de la Société à 68,76 %. La date de prise d'effet de l'opération était le 1^{er} novembre 2022.
- **Nomination de Rich Kruger au poste de président et chef de la direction.** M. Kruger a été nommé président et chef de la direction de Suncor avec prise d'effet le 3 avril 2023. Depuis le 9 mai 2023, Kris Smith occupe le poste de chef des finances.
- **Vente d'actifs au Royaume-Uni.** Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a réalisé la vente de son portefeuille d'actifs du secteur E et P au Royaume-Uni pour un produit brut de 1,1 G\$, avant les rajustements de clôture et les autres coûts de clôture.
- **Incident de cybersécurité.** Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a subi un incident de cybersécurité qui n'a pas eu d'incidence sur la sécurité et la fiabilité des activités de la Société sur le terrain, mais qui s'est tout de même répercuté sur certaines activités commerciales et certains services. L'incident n'a pas eu d'incidence importante sur les résultats financiers de 2023 de la Société.
- **Convention de copropriété avec North Atlantic.** Au premier trimestre de 2023, Suncor a conclu une convention de copropriété avec North Atlantic visant à regrouper des réseaux de vente au détail de carburant. Le réseau issu du regroupement compte 110 sites et il s'en suivra un repositionnement de la marque North Atlantic, qui sera remplacée par la marque Petro-Canada^{MC} à un certain nombre d'endroits.
- **Partenariat entre Petro-Canada^{MC} et la Société Canadian Tire.** Au deuxième trimestre de 2023, Petro-Canada^{MC} et la Société Canadian Tire ont annoncé un nouveau partenariat entraînant un repositionnement de la marque de la Société Canadian Tire, qui sera remplacée par la marque Petro-Canada^{MC} à plus de 200 emplacements de son réseau de vente au détail de carburant et dans le cadre duquel les programmes de fidélisation des deux marques seront liés. Suncor deviendra aussi le principal fournisseur de carburant du réseau de vente au détail de carburant de la Société Canadian Tire.
- **Réductions de l'effectif.** Au deuxième semestre de 2023, Suncor a achevé des réductions d'effectif dans le cadre desquelles elle a supprimé environ 1 500 emplois.
- **Reprise de la production à Terra Nova.** Au quatrième trimestre de 2023, le navire de production, de stockage et de déchargement (« PSD ») de Terra Nova a repris la production en toute sécurité.
- **Augmentation du dividende.** Au quatrième trimestre de 2023, le conseil a approuvé un dividende trimestriel de 0,545 \$ par action, soit une augmentation d'environ 5 % par rapport au dividende du trimestre précédent.
- **Acquisition de la participation restante dans Fort Hills.** Le 20 novembre 2023, Suncor a réalisé l'acquisition de TotalEnergies EP Canada Ltd. (« TotalEnergies Canada »), laquelle détenait la participation directe restante de 31,23 % dans Fort Hills, pour 1,468 G\$, compte non tenu des rajustements de clôture et des autres coûts de clôture, faisant de Suncor l'unique propriétaire de Fort Hills. La date de prise d'effet de l'opération était le 1^{er} avril 2023.
- **Émission de billets de rang supérieur.** Au quatrième trimestre de 2023, Suncor a émis des billets à moyen terme non assortis d'une sûreté de rang supérieur à 5,60 % d'un capital total de 1,0 G\$ et des billets à moyen terme non assortis d'une sûreté de rang supérieur à 5,40 % d'un capital total de 500 M\$, échéant respectivement le 17 novembre 2025 et le 17 novembre 2026, afin de financer l'acquisition de TotalEnergies Canada.

2024

- **Programme de rachat d'actions.** En 2024, Suncor a racheté environ 55,6 millions de ses actions ordinaires, soit l'équivalent de 4,3 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2023, à un prix moyen de 52,33 \$ par action ordinaire, dans le cadre de son offre de rachat, qui a expiré le 25 février 2025. Suncor a renouvelé son offre de rachat au 26 février 2025. L'offre de rachat renouvelée entrera en vigueur le 3 mars 2025 et expirera le 2 mars 2026 et permettra à la Société de racheter jusqu'à 10 % du flottant de Suncor au 18 février 2025.
- **Mise en fonction d'une nouvelle centrale de cogénération.** Au quatrième trimestre de 2024, la Société a commencé à exploiter une centrale de cogénération de 800 MW afin de remplacer les chaudières à coke à l'usine de base des sables pétrolifères, qui fournit la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation à un coût moindre. La centrale de cogénération produit également de l'électricité à intensité carbonique moindre pour le réseau électrique albertain.
- **Exécution d'une offre publique de rachat de titres d'emprunt.** Au troisième trimestre de 2024, la Société a réalisé une offre de rachat de titres d'emprunt et a racheté certaines séries de billets en circulation de la Société d'un capital global de 1,1 G\$, ce qui lui a permis d'en tirer une grande valeur pécuniaire et de réduire les intérêts à payer dans le futur.
- **Augmentation du dividende.** Au quatrième trimestre de 2024, le conseil a approuvé un dividende trimestriel de 0,57 \$ par action, soit une augmentation d'environ 5 % par rapport au dividende du trimestre précédent.

Description narrative des entreprises de Suncor

Suncor classe ses activités dans les secteurs suivants : Sables pétrolifères, Exploration et production, Raffinage et commercialisation (R et C) et Siège social et éliminations.

Sables pétrolifères

Le secteur Sables pétrolifères de Suncor produit du bitume provenant des activités minières à l'usine de base, à Syncrude, à Fort Hills et des activités in situ à Firebag et MacKay River, dans les sables pétrolifères de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Suncor a des installations de valorisation intégrées à l'usine de base et à Syncrude où le bitume est valorisé pour être transformé en pétrole brut synthétique (PBS) ou mélangé avec du diluant afin de servir de charge d'alimentation pour les raffineries ou d'être vendu directement sur le marché.

Intégration régionale

Le secteur Sables pétrolifères est intégré à l'échelle régionale, ce qui lui donne la capacité de transporter du bitume et la production intermédiaire d'un actif à l'autre dans la région. L'usine de base sert de carrefour, alors que les installations de Fort Hills et les activités in situ peuvent assurer le transport de la production directement à l'usine de base. Le site Mildred Lake de Syncrude est raccordé à l'usine de base par des pipelines de raccordement bilatéraux. Cette intégration permet à Suncor de déplacer la production dans la région afin d'en tirer la plus grande valeur grâce à la valorisation et de réduire au minimum l'impact de la maintenance.

Production du secteur Sables pétrolifères

Sommaire de la production (kb/j)	2024	2023
Production de bitume du secteur Sables pétrolifères		
Activités de base du secteur Sables pétrolifères	261,9	250,2
Fort Hills ¹⁾	168,0	106,4
Syncrude	211,0	212,1
In situ		
Firebag	233,8	217,4
MacKay River	32,3	33,7
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	907,0	819,8
Produits valorisés – production nette de PBS et de diesel		
Activités du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	345,8	314,9
Syncrude	198,4	190,9
Transfert et consommation entre actifs	(28,1)	(18,8)
Produits valorisés – production nette de PBS et de diesel	516,1	487,0
Production de bitume non valorisé		
Activités du secteur Sables pétrolifères ²⁾	141,8	123,4
Fort Hills ¹⁾	168,0	106,4
Syncrude	1,1	1,7
Transfert et consommation entre actifs	(53,2)	(28,9)
Bitume non valorisé	257,7	202,6
Volume total de la production du secteur Sables pétrolifères	773,8	689,6

1) Au premier trimestre de 2023, Suncor a réalisé l'acquisition d'une participation directe supplémentaire de 14,65 % dans Fort Hills et, au quatrième trimestre de 2023, elle a réalisé l'acquisition de la participation directe restante de 31,23 %.

2) Les activités du secteur Sables pétrolifères se composent des Activités de base des Sables pétrolifères et des activités in situ.

Exploitation minière

Suncor est entièrement propriétaire de deux exploitations minières, soit les Activités de base des Sables pétrolifères et Fort Hills, et est propriétaire d'une participation de 58,74 % dans la coentreprise Syncrude, qui sont toutes des exploitations minières à ciel ouvert. Suncor est l'exploitant de la coentreprise Syncrude depuis le 30 septembre 2021.

Exploitation minière des Activités de base des Sables pétrolifères

Le bitume des Activités de base des Sables pétrolifères est actuellement extrait de la zone Millennium, dont la production a débuté en 2001, et du secteur North Steepbank, dont la production a débuté en 2011. Des pelles sont utilisées pour excaver les sables pétrolifères renfermant du bitume, qui sont acheminés par camion vers les sites d'extraction primaire. De là, une boue composée d'eau chaude, de sable et de bitume est acheminée par pipelines vers les usines d'extraction. Du naphta est ajouté à la mousse de bitume, qui est ensuite centrifugée pour séparer les impuretés des minéraux et des résidus grossiers.

Exploitation minière de Fort Hills

La mine de Fort Hills, composée de concessions à l'est de la rivière Athabasca, est située au nord des Activités de base des Sables pétrolifères. Elle a franchi l'étape de la première production au début de 2018. Les activités à Fort Hills sont essentiellement similaires à celles des actifs d'exploitation minière et d'extraction des Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor; toutefois, Fort Hills utilise un procédé de traitement par moussage paraffinique afin d'obtenir un produit de bitume commercialisable partiellement décarbonisé, qui permet d'obtenir un bitume de qualité supérieure en utilisant moins de diluant sans qu'il soit nécessaire d'avoir recours à des installations de valorisation in situ. En 2025, Fort Hills en sera à la troisième année de son plan triennal d'amélioration de la mine.

Exploitation minière de Syncrude

Les activités d'exploitation minière et d'extraction de Syncrude sont similaires à celles des Activités de base des Sables pétrolifères. Située au nord et à l'est des Activités de base des Sables pétrolifères, Syncrude a amorcé sa production en 1978. Elle comprend des activités d'exploitation minière à Mildred Lake et à Aurora North. Syncrude fait avancer le projet d'extension Mildred Lake West (« MLX-W »), qui devrait permettre de maintenir les niveaux de production de bitume à Mildred Lake après l'épuisement des ressources à la mine Mildred North. La production pétrolière à MLX-W devrait commencer en 2025. Le programme visant l'extension Mildred Lake East (« MLX-E ») devrait suivre le développement de MLX-W si les conditions économiques demeurent adéquates.

Autres concessions minières

Suncor est directement propriétaire de participations dans plusieurs autres concessions de sables pétrolifères exploitables, dont le prolongement de la mine de base (100 %) et Audet (100 %). Elle entreprend à l'occasion des programmes de forage exploratoire sur ces concessions, dans le cadre de sa stratégie d'approvisionnement en bitume. Suncor est indirectement propriétaire de participations dans

d'autres concessions de sables pétrolifères exploitables, dont la concession 29, la concession 30 et la concession 31, par l'intermédiaire de sa participation dans Syncrude.

Nouvelle technologie

Suncor poursuit la mise en œuvre progressive de systèmes de transport autonome (STA) à ses mines afin de réduire les coûts et d'améliorer la productivité et le rendement en matière de sécurité. Un STA a été mis en place à la mine des Activités de base des Sables pétrolifères pour la livraison de minerai. Un tel système devrait être implanté dans les morts-terrains, puis à Syncrude en 2026 et à Fort Hills en 2028.

En 2024, l'outil numérique Mine Connect a été intégré aux activités minières de la Société afin d'améliorer la productivité de la flotte en donnant accès à des données sur le rendement de l'équipement en temps réel. L'outil permet aux équipes de repérer et de mettre en œuvre rapidement les occasions de rendement et de tirer parti des apprentissages entre les sites.

Activités in situ

Les activités in situ de Suncor comprennent la production de bitume des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé, les unités de cogénération, l'infrastructure de transport de produits, les capacités d'importation de diluant, les actifs de stockage et une installation de refroidissement et de mélange. Les activités in situ ont recours au procédé de DGMV pour produire du bitume à partir des gisements de sables pétrolifères qui sont trop profonds pour faire l'objet d'une exploitation minière. Des chaudières à vapeur à circulation forcée et des unités de cogénération sont utilisées pour produire la vapeur et l'électricité nécessaires aux activités et sont alimentées à la fois par du gaz naturel acheté et du gaz naturel produit aux installations de traitement centrales. Le surplus d'électricité produite est vendu au réseau électrique de l'Alberta ou utilisé dans les installations des Activités de base des Sables pétrolifères.

Firebag

La production tirée du projet Firebag a commencé en 2004. Le complexe Firebag comprend des installations de traitement centrales dont la capacité nominale est de 215 kb/j de bitume. Firebag compte 26 plateformes en exploitation, composées de 329 paires de puits utilisant le procédé de DGMV et de 53 puits intercalaires soit producteurs, soit au stade initial de l'injection de vapeur, en date du 31 décembre 2024. Les installations de traitement centrales sont conçues pour offrir une certaine flexibilité quant aux plateformes qui les approvisionnent en bitume. La vapeur produite aux diverses installations peut être utilisée sur plusieurs plateformes.

MacKay River

La production du projet MacKay River a débuté en 2002. Les installations de traitement centrales de MacKay River ont une capacité de traitement de bitume de 38 kb/j. Le projet MacKay River comprend dix plateformes comptant 125 paires de puits, qui étaient soit des puits producteurs, soit des puits au stade initial de l'injection de vapeur en date du 31 décembre 2024. Un tiers est propriétaire de l'unité de cogénération sur place, dont Suncor est l'exploitante. Le site comprend également quatre chaudières à vapeur à

circulation forcée, qui peuvent produire de la vapeur additionnelle.

Nouvelle technologie

Le DGMV à solvant en expansion (DGMV-SE) est une amélioration de la technologie de DGMV qui accélère la production de bitume, réduit le ratio vapeur-pétrole et abaisse l'intensité des émissions de GES. Suncor se prépare en vue d'un déploiement de cette technologie dans ses projets in situ d'ici 2028.

La technologie améliorée de récupération du bitume (TARB) consiste à remplacer la vapeur par un solvant hydrocarboné afin de réduire les besoins en vapeur. L'effet combiné du solvant et de la chaleur peut donner un meilleur rendement que la technologie de DGMV.

Autres concessions in situ

Suncor détient un important portefeuille de terrains à proximité de Fort McMurray. Suncor détient une participation directe de 100 % dans Lewis et Gregoire, une participation directe de 100 % dans Firebag South, une participation directe de 77,78 % dans OSLO, une participation directe de 75 % dans Meadow Creek et des participations allant de 25 % à 50 % dans Chard. L'approbation des organismes de réglementation a été obtenue pour la production future de Lewis. Le portefeuille est bien positionné pour tirer parti des actifs existants de Suncor et fait actuellement l'objet d'une évaluation dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement en bitume intégrée de Suncor.

Installations de valorisation

Usine de base

L'usine de base transforme le bitume en PBS au moyen de deux unités de valorisation, dotées d'une capacité nominale globale d'environ 350 kb/j de PBS. Les installations de valorisation secondaire de Suncor se composent de trois usines d'hydrogène, de trois unités d'hydrotraitement du naphta, de deux unités d'hydrotraitement du gaz naturel, d'une unité d'hydrotraitement de diesel et d'une unité d'hydrotraitement de kérosène. Le PBS est vendu sous forme de PBS corrosif ou valorisé de nouveau pour devenir du PBS non corrosif après le retrait du soufre et de l'azote au moyen d'un procédé de traitement à l'hydrogène. Les procédés de valorisation permettent également de produire du carburant diesel à très faible teneur en soufre et d'autres sous-produits. En 2024, le projet de remplacement des tambours à coke de l'unité de valorisation 1 a suivi son cours. Le remplacement de huit tambours à coke, la mise à jour des systèmes auxiliaires

et les réparations de la fondation pour prolonger comme prévu la durée de vie de l'unité de valorisation 1 de trente ans et pour réduire les besoins futurs en capitaux sur le plan des dépenses liées à l'exploitation et aux immobilisations devraient s'achever en 2025.

Syncrude

Les technologies de valorisation à Syncrude s'apparentent à celles utilisées pour les Activités de base des Sables pétrolifères, à l'exception du fait que Syncrude utilise un procédé de cokéfaction fluide qui emploie le craquage thermique continu des hydrocarbures les plus lourds. La capacité nominale de l'unité de valorisation est de 206 kb/j de PSB net pour Suncor. À Mildred Lake, l'électricité est produite par une centrale électrique alimentée au gaz riche dégagé par les activités de valorisation et au gaz naturel. À Aurora North, Syncrude exploite deux unités de cogénération qui fournissent du chauffage et de l'électricité. Syncrude produit surtout un produit de PBS non corrosif et chaque propriétaire de Syncrude est responsable de la commercialisation de sa propre part de la production.

Production d'électricité

Au quatrième trimestre de 2024, Suncor a démarré l'exploitation d'une centrale de cogénération de 800 MW qui remplace les chaudières à coke aux installations des Activités de base des Sables pétrolifères. La centrale fournit la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation à moindre coût et devrait abaisser l'intensité des émissions de GES associées à la production de vapeur dans ces installations. En outre, la centrale produira un excédent d'électricité qui sera transmis au réseau électrique de l'Alberta.

Suncor dispose également d'unités de cogénération à Firebag, à Fort Hills et à Syncrude qui produisent de l'électricité et dont l'excédent peut être vendu au réseau électrique de l'Alberta.

Ventes des principaux produits

Les principaux marchés pour la production de PBS et de bitume provenant du secteur Sables pétrolifères de Suncor comprennent les activités de raffinage menées dans les régions de l'Alberta, de l'Ontario, du Québec, du Midwest des États-Unis et des montagnes Rocheuses aux États-Unis et les marchés de la côte du golfe du Mexique, de la côte ouest aux États-Unis et de l'Asie. La production de diesel provenant des activités de valorisation est principalement vendue dans l'Ouest canadien et aux États-Unis.

Volumes des ventes et produits d'exploitation – Principaux produits	2024		2023	
	kb/j	% des produits d'exploitation	kb/j	% des produits d'exploitation
PBS et diesel	513,2	65	486,6	72
Bitume	260,8	34	199,4	27
Sous-produits et autres produits d'exploitation ¹⁾	s. o.	1	s. o.	1
	774,0		686,0	

1) Les produits d'exploitation comprennent les produits des activités ordinaires liés à l'électricité excédentaire provenant d'unités de cogénération.

Distribution de produits

La production du secteur Sables pétrolifères de Suncor est recueillie aux installations du terminal Athabasca d'Enbridge ou du Parc de stockage Est. La production de Syncrude est acheminée au marché par l'entremise du pipeline Alberta Oil Sands, exploité par Pembina.

Les produits circulent à partir du terminal Athabasca des façons suivantes :

- À Edmonton, au moyen du pipeline du secteur Sables pétrolifères, où le produit est traité à la raffinerie d'Edmonton de Suncor, est vendu à d'autres raffineries locales ou est transféré au réseau principal d'Enbridge ou au réseau Trans Mountain.
- À Hardisty (Alberta), au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge ou du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge, et du prolongement du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge.
- À Edmonton par l'entremise du pipeline Waupisoo d'Enbridge qui débute à Cheecham.

À partir d'Edmonton et d'Hardisty, endroits où Suncor est propriétaire d'une capacité de stockage et dispose d'une capacité de stockage supplémentaire aux termes d'un contrat, il existe diverses options pour livrer le PBS et le bitume aux clients :

- À la raffinerie de Commerce City de Suncor par l'entremise des pipelines Express et Platte et par

l'entremise du réseau principal à partir du terminal de Platteville de Rose Rock. Suncor est la propriétaire-exploitante du pipeline Rocky Mountain qui débute à Guernsey (Wyoming).

- À la raffinerie de Sarnia de Suncor, par l'entremise du réseau principal d'Enbridge, et à la raffinerie de Montréal de Suncor, à partir de Sarnia par l'entremise de la canalisation 9 d'Enbridge.
- À la plupart des principales centrales de raffinerie par l'entremise du réseau principal d'Enbridge et des réseaux de pipelines Express/Platte, Keystone et Flanagan South.
- Aux raffineries de Puget Sound aux États-Unis et aux marchés mondiaux, par l'entremise du pipeline Trans Mountain, ainsi que par train.

Exploration et production

Le secteur E et P de Suncor comprend les activités extracôtières situées au large de la côte Est du Canada et les actifs terrestres situés en Libye et en Syrie.

E et P Canada – Actifs et activités

Située à St. John's (Terre-Neuve-et-Labrador), cette entreprise comprend des participations dans quatre champs producteurs et dans des développements et des extensions futurs. Suncor est la seule société de la région qui détient des participations dans chaque champ actuellement en production.

Production du secteur E et P Canada

Production de pétrole brut (kb/j)	2024	2023
Terra Nova	11,4	0,6
Hibernia et extension Hibernia Southern	14,2	13,8
White Rose et extensions White Rose	0,0	5,2
Hebron	24,1	24,8
Total	49,7	44,4

Terra Nova

Suncor détient une participation directe de 48 % dans le champ pétrolifère Terra Nova. Situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's et découvert en 1984, Terra Nova est le deuxième champ pétrolifère développé au large des côtes de Terre-Neuve-et-Labrador. Le système de production exploité par Suncor qui est utilisé pour ce champ pétrolifère fait appel à un navire de PSD amarré sur place. Le champ pétrolifère Terra Nova est divisé en trois zones distinctes, soit Graben, East Flank et Far East. La production à partir du champ pétrolifère Terra Nova a débuté en janvier 2002.

La production a repris à Terra Nova au quatrième trimestre de 2023 après l'achèvement du projet de prolongation de la durée de vie des actifs de Terra Nova, qui devrait prolonger la durée de la production du champ Terra Nova d'environ 10 ans. L'actif était hors service depuis 2019 lorsque le projet a été achevé.

Hibernia et unité d'extension Hibernia Southern

Suncor détient une participation non exploitée dans Hibernia (20 % dans le projet de base et 19,485 % dans l'unité d'extension Hibernia Southern). Le champ pétrolifère Hibernia, qui comprend les réservoirs Hibernia et Ben Nevis Avalon, est situé à environ 315 kilomètres au sud-est de St. John's, et il a été le premier champ développé dans le bassin Jeanne d'Arc. Exploité par Hibernia Management and Development Company Ltd., le système de production utilisé est une structure à embase-poids qui repose sur le fond de l'océan. La production à Hibernia a débuté en novembre 1997.

White Rose et les extensions White Rose

White Rose est situé à environ 350 kilomètres au sud-est de St. John's. Exploité par Cenovus Energy Inc., White Rose fait appel au navire de PSD SeaRose. La production tirée de White Rose a commencé en novembre 2005. Les extensions White Rose comprennent les champs satellites de North Amethyst, de l'extension South White Rose et de West White Rose (les « extensions »). La première extraction de pétrole à North Amethyst a été réalisée en mai 2010 et, à l'extension South White Rose, en juin 2015. La participation directe de Suncor dans le champ White Rose est de 40 %, et de 38,6 % dans les extensions.

Le développement du champ West White Rose a été divisé en deux stades. La première extraction de pétrole au premier stade a été réalisée en septembre 2011. Le deuxième stade, soit le projet West White Rose, a été approuvé en 2017. La production au projet West White Rose devrait commencer en 2026.

White Rose a été mis hors service vers la fin du quatrième trimestre de 2023 pour se tourner vers le projet de prolongation de la durée de vie des actifs de PSD de SeaRose

et n'a rien produit en 2024 pendant que le PSD était en cale sèche. La production à White Rose devrait reprendre en 2025.

Hebron

Suncor détient une participation de 21,034 % dans le champ pétrolifère Hebron, situé à environ 340 kilomètres au sud-est de St. John's et exploité par ExxonMobil. Le projet comprend une plateforme à embase-poids fixe en béton reposant sur le fond de l'océan et soutenant un pont en surface intégré qui est utilisé pour la production, le forage et l'hébergement. La production pétrolière a commencé en novembre 2017.

Autres actifs

Suncor détient des participations dans 49 attestations de découverte importante.

Distribution de produits

La production des champs est transportée par des pétroliers à partir des installations extracôtières et est soit livrée directement aux clients ou à l'installation de transbordement de Terre-Neuve à Placentia Bay, où elle est chargée sur des pétroliers pour être transportée jusqu'aux marchés de l'est du Canada, des États-Unis, de l'Europe, de l'Amérique latine et de l'Asie. Suncor détient une participation de 14 % dans l'installation de transbordement et elle fait partie d'un groupe de sociétés qui partagent l'exploitation des actifs de transport maritime pour la côte Est du Canada.

E et P International – actifs et activités

International

Libye

En Libye, Suncor est signataire de sept contrats d'exploration et de partage de la production (les « CEPP ») avec la National Oil Corporation (« NOC »). Aux termes des CEPP, Suncor acquitte la totalité des frais d'exploration, 50 % des frais de développement et 12 % des frais d'exploitation. Les frais d'exploration, les frais de développement et les frais d'exploitation admissibles sont récupérés sous la forme d'une quote-part de 12 % de la production (le « pétrole permettant de récupérer les coûts »). Le pétrole permettant de récupérer les coûts restant après que les coûts de Suncor ont été récupérés est réparti entre Suncor et la NOC en fonction de plusieurs facteurs. Les CEPP expirent le 31 décembre 2032, mais comportent une prolongation initiale de cinq ans jusqu'à la fin de 2037.

Depuis 2013, la production et les changements en Libye ont été intermittents en raison de l'agitation politique soutenue, et la valeur restante des actifs de Suncor en Libye a été réduite en 2015. Le moment du retour aux activités normales en Libye demeure incertain en raison de l'agitation politique continue.

Le coût estimatif de l'engagement en matière de programmes de travaux d'exploration restants de Suncor au 31 décembre 2024 s'établit à 359 M\$ US. Suncor a déclaré un cas de force majeure à l'égard de tous les engagements d'exploration en Libye, avec prise d'effet le 14 décembre 2014, et cette déclaration demeure en vigueur.

Syrie

En décembre 2011, des sanctions ont été imposées en raison du climat d'agitation politique en Syrie, et Suncor a invoqué une situation de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles, suspendant ses activités dans le pays. La Société a cessé d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits des activités ordinaires associés à ses actifs

syriens, et la valeur résiduelle des actifs de Suncor en Syrie a été réduite pour être ramenée à zéro en 2013.

Ventes des principaux produits

Des contrats de ventes sont conclus au comptant et comportent des prix qui sont généralement établis quotidiennement ou mensuellement en fonction d'un prix de référence du marché précis. Suncor ne conclut habituellement pas d'ententes d'approvisionnement à long terme pour vendre sa production provenant de son secteur E et P.

En Libye, le pétrole brut est commercialisé par la NOC pour le compte de Suncor.

Sommaire des ventes – Exploration et production :

Volumes des ventes de pétrole brut	2024		2023	
	kb/j	% des produits d'exploitation	kb/j	% des produits d'exploitation
E et P Canada	52,2	93	41,5	78
E et P International ¹⁾	4,0	7	11,4	22
Total – Exploration et production	56,2	100	52,9	100

1) Le pétrole brut de E et P International comprend les volumes de production en Libye sur une base économique.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation (« R et C ») de Suncor comprend deux principaux segments, soit les activités de raffinage et d'approvisionnement et les activités de ventes et de commercialisation et l'infrastructure nécessaire aux

activités de commercialisation, d'approvisionnement et de gestion des risques relatives aux produits raffinés, au pétrole brut, au gaz naturel, à l'électricité et aux sous-produits.

Raffinage et approvisionnement – Actifs et activités

Production, utilisations et rendements de la raffinerie

Le tableau suivant résume les charges d'alimentation brutes, ainsi que les taux d'utilisation et la composition de la production des raffineries de Suncor pour les exercices clos les 31 décembre 2024 et 2023.

Production brute moyenne quotidienne (kb/j, sauf indication contraire)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
PBS non corrosif	28,1	25,7	35,7	31,3	60,8	60,6	—	—
PBS corrosif	—	—	26,9	32,1	49,6	45,3	11,6	7,0
Bitume dilué	27,6	25,1	—	—	42,9	32,6	11,8	9,4
Classique non corrosif	70,5	70,4	3,1	—	—	—	65,4	46,3
Classique corrosif	7,4	8,5	14,4	19,3	—	—	9,3	7,1
Total	133,6	129,7	80,1	82,7	153,3	138,5	98,1	69,8
Capacité totale	137	137	85	85	146	146	98	98
Utilisation (%)	97	95	94	97	105	95	100	71

Composition de la production de pétrole raffiné (%)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Essence	40	38	46	45	43	42	50	47
Distillats	42	39	37	41	52	53	33	34
Autre	18	23	17	14	5	5	17	20

Est de l'Amérique du Nord

Raffinerie de Montréal

La raffinerie de Montréal est dotée d'une configuration flexible qui lui permet de traiter du PBS non corrosif provenant de son secteur Sables pétrolifères, du WCS, du pétrole brut classique et des charges d'alimentation intermédiaires. Le pétrole brut pour la raffinerie peut être acheminé de plusieurs façons, y compris par la canalisation 9 d'Enbridge, par le pipeline Portland-Montréal, par transport maritime et par voie ferroviaire.

La raffinerie de Montréal produit de l'essence, du distillat, du pétrole brut lourd, des solvants, de l'asphalte et des produits pétrochimiques, qui sont principalement distribués à travers le Québec et l'Ontario. Les produits raffinés sont acheminés à des terminaux de distribution et aux clients par l'entremise du pipeline Trans-Northern, par camion, train et navire.

Pour répondre aux demandes du réseau de commercialisation de Suncor dans l'Est de l'Amérique du Nord, la Société achète également de l'essence et du distillat auprès d'autres raffineries. Suncor conclut des ententes d'échange avec des raffineries de l'est de l'Amérique du Nord, principalement pour de l'essence et du distillat, dans le but de minimiser les coûts de transport et d'équilibrer la disponibilité des produits. Les produits spécialisés, comme l'asphalte et les produits pétrochimiques, sont également exportés à des clients des États-Unis.

Raffinerie de Sarnia

La raffinerie de Sarnia traite tant le PBS provenant du secteur Sables pétrolifères de la Société que le pétrole brut classique acheté auprès de tiers au moyen d'opérations au comptant effectuées sur le marché ou encore de contrats qui peuvent être résiliés moyennant un court préavis. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie de Sarnia principalement par le réseau principal et le réseau Lakehead d'Enbridge. Suncor fournit le pétrole brut classique à traiter à partir de l'Ouest canadien principalement, et est en mesure de compléter périodiquement l'approvisionnement avec des achats effectués aux États-Unis.

La raffinerie de Sarnia produit de l'essence, du carburéacteur, du carburant diesel, des produits pétrochimiques et de l'asphalte, qui sont distribués principalement en Ontario. Les produits raffinés sont livrés à des terminaux de distribution en Ontario par l'entremise du pipeline Sun-Canadian ou sont livrés directement aux clients par navire et train. La raffinerie de Sarnia dispose également d'un accès restreint aux pipelines qui livrent des produits raffinés aux États-Unis.

La raffinerie de Sarnia conclut également des ententes d'échange pour de l'essence et du distillat et exporte des produits spécialisés aux États-Unis.

Autres installations

Suncor exploite la plus grande usine d'éthanol au Canada, soit l'usine d'éthanol de St. Clair, qui est située dans la région de Sarnia-Lambton en Ontario. En 2024, l'usine a produit 402 millions de litres d'éthanol (360 millions de litres en 2023).

Ouest de l'Amérique du Nord

Raffinerie d'Edmonton

La raffinerie d'Edmonton peut fonctionner au moyen d'un éventail complet de charges d'alimentation non corrosives, corrosives et lourdes provenant du secteur Sables pétrolifères de Suncor et d'autres producteurs exerçant des activités dans les régions de Wood Buffalo et de Cold Lake, en Alberta. Le pétrole brut est acheminé à la raffinerie au moyen de pipelines appartenant à la Société et à des tiers.

La raffinerie d'Edmonton produit principalement de l'essence, du carburéacteur, du carburant diesel et d'autres pétroles bruts légers, qui sont livrés à des terminaux de distribution dans l'ouest et l'est du Canada par l'entremise des réseaux Alberta Products Pipeline et Trans Mountain Pipeline et du réseau de pipelines d'Enbridge de même que par camion et train.

La raffinerie d'Edmonton conclut également des ententes d'échange pour de l'essence et du distillat.

Raffinerie de Commerce City

La raffinerie de Commerce City traite principalement du pétrole brut classique et a la capacité de traiter du PBS corrosif et du bitume dilué provenant des activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor. La majeure partie des charges d'alimentation en brut de la raffinerie est achetée auprès de sources américaines, alors que le reste provient du secteur Sables pétrolifères de Suncor ou est acheté auprès d'autres sources canadiennes. Les contrats d'achat de pétrole brut peuvent être renouvelés de mois en mois ou couvrir plusieurs années. Le pétrole brut livré à la raffinerie de Commerce City est principalement acheminé par pipeline, et le reste est transporté par camion.

La raffinerie de Commerce City produit principalement de l'essence, du carburéacteur, du carburant diesel et de l'asphalte routier. La plupart des produits raffinés sont vendus à des clients commerciaux et de gros au Colorado et au Wyoming et à un réseau de vente au détail dans ces États. Les produits raffinés sont distribués par camion, train et pipeline.

Autres installations

Suncor importe et exporte des produits finis par l'entremise de son terminal de distribution Burrard situé sur la côte ouest de la Colombie-Britannique. Le terminal de distribution Burrard a une capacité d'exportation totale de 40 kb/j et soutient l'équilibre entre l'offre et la demande dans la région de Vancouver.

Terminaux et pipelines de distribution

Suncor est la propriétaire-exploitante de 13 importants terminaux de produits raffinés au Canada (ce qui comprend les terminaux adjacents à des raffineries) et de trois terminaux de produits au Colorado. Les actifs nord-américains de Suncor, combinés à l'accès aux installations visées par des arrangements contractuels à long terme avec d'autres parties, suffisent à répondre aux besoins actuels en matière de stockage et de distribution du secteur R et C.

Le tableau suivant présente les participations de Suncor dans certains pipelines au 31 décembre 2024 :

Pipeline	Propriété	Type	Origine	Destinations
Pipeline Portland-Montréal	100,00 %	Pétrole brut	Portland (Maine)	Montréal (Québec)
Pipeline Trans-Northern	33,30 %	Produit raffiné	Montréal (Québec)	Ontario – Ottawa, Toronto et Oakville
Pipeline Sun-Canadian	55,00 %	Produit raffiné	Sarnia (Ontario)	Ontario – Toronto, London et Hamilton
Pipeline Alberta Products	35,00 %	Produit raffiné	Edmonton (Alberta)	Calgary (Alberta)
Pipeline Rocky Mountain Crude	100,00 %	Pétrole brut	Guernsey (Wyoming)	Denver (Colorado)
Pipeline Centennial	100,00 %	Pétrole brut	Guernsey (Wyoming)	Cheyenne (Wyoming)
Pipeline du secteur Sables pétrolifères	100,00 %	Pétrole brut	Fort McMurray (Alberta)	Edmonton (Alberta)

Ventes et commercialisation – Actifs et activités

Le réseau de stations-service au détail de Suncor est exploité, principalement sous la bannière Petro-Canada^{MC}, à l'échelle nationale. Il comprend 1 638 points de vente au Canada, dont 765 sont des stations-service appartenant à la Société et 873 sont des détaillants de différentes bannières. Certaines stations-service le long de la Transcanadienne font partie du réseau de bornes de recharge rapide de véhicules électriques appelé La Transcanadienne électrique^{MC}. Le réseau au détail canadien de Suncor a vendu en moyenne environ 4,2 millions de litres d'essence par site en 2024 (4,2 millions de litres en 2023).

Le réseau de vente au détail de Suncor au Colorado est composé de 44 points de vente détenus en propriété ou loués sous les bannières Shell^{MC}, Exxon^{MC} ou Mobil^{MC}. En outre, Suncor a conclu des contrats d'approvisionnement en produits avec 89 sites de la bannière Shell au Colorado et au Wyoming, et avec 83 sites des bannières Exxon et Mobil au Colorado.

Les activités de commercialisation du réseau de vente au détail tirent également des revenus des ventes de dépanneurs et de lave-autos.

En 2024, Suncor a poursuivi le perfectionnement de son réseau de détail par la bonification de l'offre de restauration à service

Sommaire des ventes au détail et en gros

Le réseau de vente au détail de Suncor est composé des points de vente suivants, qui sont exploités sous différentes bannières et approvisionnés en carburant de Suncor. Ces points de vente comprennent des stations-services détenues en propriété ou louées par Suncor, ainsi que des sites de tiers de différentes bannières approvisionnés en carburant de marque par l'intermédiaire de Suncor. Le nombre de sites de vente en gros est indiqué dans le tableau suivant.

Emplacements	Au 31 décembre	
	2024	2023
Stations-service au détail – Canada		
De la bannière Petro-Canada	1 637	1 584
De la bannière Sunoco	1	1
	1 638	1 585
Stations-service au détail – États-Unis		
De la bannière Shell – Colorado/Wyoming	124	135
De la bannière Exxon – Colorado	65	54
De la bannière Mobil – Colorado	27	24
	216	213
Sites de vente en gros fonctionnant avec une carte – Canada		
De la bannière Petro-Canada (PETRO-PASS)	320	323

1) Shell^{MC} est une marque de commerce américaine déposée de Shell Trademark Management B.V., et Exxon^{MC} et Mobil^{MC} sont des marques de commerce américaines déposées d'Exxon Mobil Corporation.

Volumes des ventes de produits raffinés

Volumes des ventes	2024		2023	
	kb/j	% des produits d'exploitation	kb/j	% des produits d'exploitation
Essence (comprend l'essence automobile et l'essence pour l'aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	118,6		112,2	
Ouest de l'Amérique du Nord	134,7		115,8	
	253,3	43	228,0	42
Distillats (comprend le carburant diesel, le mazout de chauffage et le carburant d'aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	116,3		104,3	
Ouest de l'Amérique du Nord	145,6		139,6	
	261,9	48	243,9	49
Autres (comprend le mazout lourd, l'asphalte, les produits pétrochimiques et les autres produits)				
Est de l'Amérique du Nord	52,7		51,9	
Ouest de l'Amérique du Nord	32,5		29,3	
	85,2	9	81,2	9
Volume total des ventes	600,4		553,1	

Les volumes des ventes de certains produits sont modérément touchés par les cycles saisonniers : les ventes d'essence sont habituellement plus élevées pendant la saison de conduite estivale; les ventes de mazout, pendant la saison hivernale; les ventes de diesel, pendant la saison de forage en début d'année dans l'Ouest canadien et pendant les saisons des semences et de la récolte au début du printemps et à la fin de l'été, respectivement; et les ventes d'asphalte, pendant la période de pavage estivale. Suncor a la souplesse nécessaire pour modifier les intrants et les extrants des raffineries de façon à faire correspondre la production avec la demande prévue de produits. Suncor a également la souplesse nécessaire pour importer et exporter des produits raffinés de façon à optimiser les cycles saisonniers et à augmenter les marges lors de perturbations du marché.

Les volumes des ventes peuvent également être touchés lorsque les raffineries font l'objet de travaux de maintenance. Suncor est en mesure de réduire ces effets au moyen de ses installations intégrées, de la gestion des stocks et de l'achat de produits raffinés auprès de fournisseurs tiers.

Autres entreprises de Suncor

Commerce d'énergie

L'entreprise Commerce d'énergie de Suncor est organisée autour de cinq grands groupes de produits de base, à savoir le pétrole brut, les carburants de transport, les produits spécialisés et les charges d'alimentation, le gaz naturel, ainsi que l'électricité. Il possède des bureaux de commerce au Canada, au Royaume-Uni et aux États-Unis. L'entreprise Commerce d'énergie gère le risque lié aux prix indéterminés dans la chaîne de valeur de Suncor et offre des services d'approvisionnement en produits de base, de transport et de stockage tout en optimisant les prix obtenus pour les produits de Suncor. Parmi les clients de la Société figurent des clients des secteurs commercial et industriel de grande et de moyenne taille, des sociétés de services publics et des producteurs d'énergie.

L'entreprise Commerce d'énergie soutient la production des secteurs Sables pétrolières et E et P de la Société en optimisant

les prix obtenus, en gérant les niveaux des stocks et en gérant les incidences de facteurs du marché externes, comme les perturbations ou les interruptions des pipelines aux installations des clients du secteur du raffinage. L'entreprise Commerce d'énergie a conclu des ententes contractuelles pour d'autres infrastructures intermédiaires, comme les pipelines, la capacité d'entreposage et l'accès par rail, afin d'optimiser la livraison de la production existante et de la production en croissance future, tout en tirant des profits de certaines stratégies et occasions commerciales.

L'entreprise Commerce d'énergie soutient le secteur Raffinage et commercialisation de la Société en optimisant l'approvisionnement en charges d'alimentation sous forme de pétrole brut et de LGN aux raffineries de la Société, en gérant les niveaux des stocks de pétrole brut en fonction des arrêts pour maintenance, et en gérant les incidences externes, comme les interruptions de pipelines. L'entreprise Commerce d'énergie achemine également la production des raffineries de Suncor au marché et assure l'approvisionnement des réseaux de commercialisation de gros et de détail exploités sous les bannières de Suncor. Le secteur fournit un approvisionnement fiable en gaz naturel aux activités en amont et en aval de Suncor et enregistre des produits des activités ordinaires supplémentaires grâce au commerce et à l'optimisation des actifs.

Siège social et éliminations

Le secteur Siège social et éliminations inclut les activités non directement attribuables à un autre secteur d'exploitation en particulier. Parmi les activités du secteur Siège social figurent celles qui sont liées aux coûts de la dette de Suncor, aux charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de la Société en particulier et aux investissements dans certaines technologies propres.

Les activités intersectorielles comprennent la vente de produits entre les différents secteurs de la Société, qui est liée principalement à la charge d'alimentation de pétrole brut pour les activités de raffinage vendue par le secteur Sables pétrolières au secteur R et C.

Employés de Suncor

Le tableau qui suit présente la répartition des employés à temps plein et à temps partiel de Suncor :

Au 31 décembre	2024	2023
Sables pétrolifères	9 702	9 590
Exploration et production	213	215
Raffinage et commercialisation	2 502	2 447
Siège social	2 593	2 654
Total	15 010	14 906

En plus des employés de Suncor, la Société fait également appel à des entrepreneurs indépendants et à des travailleurs temporaires pour la fourniture de divers services. Au 31 décembre 2024, Suncor comptait 484 entrepreneurs et travailleurs temporaires (807 entrepreneurs et travailleurs temporaires en 2023).

Environ 26 % des employés de la Société sont couverts par des conventions collectives.

Politiques en matière d'éthique et politiques sociales et environnementales

Suncor a adopté plusieurs politiques en matière d'éthique et de questions sociales et environnementales qui sont examinées régulièrement et auxquelles les employés et les entrepreneurs ont accès. Des ateliers et des séances de formation supplémentaires sont également organisés pendant l'année, au besoin.

Les normes d'éthique dans la conduite des activités de Suncor figurent dans son Code des pratiques commerciales (le « Code »). Les sujets abordés dans le Code comprennent les contrôles comptables et administratifs, la concurrence et le commerce, la confidentialité, les conflits d'intérêts, l'égalité des chances et le respect des gens, les paiements irréguliers, la protection et l'utilisation adéquate des actifs et des occasions de l'entreprise, la négociation des actions et des titres et les rapports et communications. Le Code est appuyé par un programme de conformité dans le cadre duquel tous les administrateurs, dirigeants, employés et entrepreneurs indépendants sont tenus, chaque année, de suivre une formation, de déclarer qu'ils comprennent les exigences du Code et de confirmer qu'ils s'y conforment depuis leur dernière confirmation ou qu'ils ont réglé tout cas de non-conformité avec leur superviseur. Ces renseignements sont communiqués au comité de la gouvernance du conseil d'administration de Suncor.

Tous les fournisseurs, entrepreneurs, consultants et autres tiers avec lesquels Suncor fait affaire sont tenus de se conformer à son code de conduite pour les fournisseurs. Celui-ci traite notamment de sujets comme la sécurité, les droits de la personne, le harcèlement, la corruption et les renseignements confidentiels.

La politique en matière de droits de la personne de Suncor vise à assurer que Suncor n'est pas complice de violations de droits de la personne. La politique établit clairement que l'étendue de la vérification diligente de Suncor en matière de droits de la personne doit comprendre ses propres activités et, lorsque Suncor peut influencer ses relations commerciales avec des tiers, celles des autres.

Les politiques de Suncor concernant les relations avec les parties intéressées et les relations avec les Autochtones jettent les bases d'une approche conséquente des relations de la Société et soulignent les responsabilités et les engagements de Suncor et guident les décisions de Suncor au quotidien. La politique concernant les relations avec les parties intéressées vise à établir et à maintenir des relations positives et significatives avec nos parties intéressées en cherchant à comprendre leurs intérêts, leurs enjeux, leurs besoins et leurs préoccupations ainsi qu'à établir des relations fondées sur la transparence, le respect mutuel et la confiance. La politique concernant les relations avec les Autochtones de Suncor vise à entretenir avec les peuples autochtones des relations productives à long terme qui soient mutuellement avantageuses. Les relations que nous établissons et encourageons et les interactions que nous partageons sont fondées sur des principes d'honnêteté, de respect, de transparence, d'inclusion et d'intégrité.

La politique sur l'environnement, la santé et la sécurité indique que la priorité et valeur primordiale de Suncor est la sécurité avant tout. La politique confirme l'engagement de Suncor à offrir un milieu de travail sain et sécuritaire pour tous par l'instauration d'une culture de responsabilité en matière de sécurité et d'environnement tout en respectant toutes les exigences en matière d'environnement, de santé et de sécurité et les exigences réglementaires applicables visant à protéger l'environnement et les collectivités dans lesquelles elle exerce ses activités. Notre Système de gestion de l'excellence opérationnelle (SGEO) constitue le cadre qui nous permet de remplir nos engagements contenus dans la politique sur l'environnement, la santé et la sécurité.

Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz

Date du relevé

Le Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz dont il est question ci-dessous est daté du 26 février 2025, avec une date de prise d'effet au 31 décembre 2024. Les évaluations des réserves n'ont pas été mises à jour depuis la date de prise d'effet et ne reflètent donc pas l'évolution des réserves de la Société depuis cette date. La date d'établissement du Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz dont il est question ci-dessous est le 20 janvier 2025.

Présentation des données relatives aux réserves

Suncor est assujettie aux obligations d'information contenues dans la législation canadienne en valeurs mobilières, y compris la présentation des données relatives aux réserves conformément au *Règlement 51-101 sur l'information concernant les activités pétrolières et gazières* (le « Règlement 51-101 »).

Les données relatives aux réserves comprises dans la présente rubrique de la notice annuelle sont fondées sur des évaluations réalisées par GLJ Ltd. (GLJ) et sont contenues dans son rapport daté du 18 février 2025 (le « rapport de GLJ »). GLJ est un évaluateur de réserves qualifié indépendant au sens du Règlement 51-101.

Les données relatives aux réserves constituent un sommaire des réserves de PBS, de bitume, de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen (combinés, y compris le pétrole brut lourd) de Suncor ainsi que de la valeur actualisée nette des

produits des activités ordinaires nets futurs pour ces réserves, estimées au moyen de prix et coûts prévisionnels avant la constitution d'une provision pour les intérêts et les dépenses générales et administratives. Au 31 décembre 2024, toutes les réserves de Suncor étaient situées au Canada.

Mise en garde – Données relatives aux réserves

La classification des réserves en tant que réserves prouvées ou probables ne constitue qu'un exercice visant à définir le niveau de certitude associé aux estimations. Il existe de nombreuses incertitudes liées à l'estimation de la quantité de réserves de pétrole. Il ne devrait pas être supposé que les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs présentés dans les tableaux ci-après représentent la juste valeur marchande des réserves. Rien ne garantit que les hypothèses fondées sur les prix et le coût prévisionnels se matérialiseront, et les écarts par rapport à ces hypothèses pourraient être importants. Rien ne garantit que les réserves de PBS, de bitume et de pétrole brut léger, moyen et lourd visées par les estimations figurant dans les présentes seront récupérées. Les volumes récupérés de PBS, de bitume et de pétrole brut léger, moyen et lourd pourraient être supérieurs ou inférieurs aux estimations figurant dans les présentes. Les lecteurs devraient prendre connaissance des abréviations, des définitions et de l'information dont il est fait mention dans les notes des tableaux qui suivent. Pour de plus amples renseignements, veuillez consulter la rubrique « Facteurs de risque » (intégrée par renvoi dans la présente notice annuelle) du rapport de gestion annuel 2024 de la Société, qui peut être consulté sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca et sur EDGAR au sec.gov.

Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz

Sommaire des réserves de pétrole et de gaz¹⁾

au 31 décembre 2024

(prix et coûts prévisionnels)²⁾

	PBS ³⁾ (Mb)		Bitume (Mb)		Pétrole brut léger et pétrole brut moyen ⁴⁾ (Mb)		Total (Mb)	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<i>Prouvées développées exploitées</i>								
Exploitation minière	1 488	1 309	1 014	916	-	-	2 503	2 225
In situ	227	186	118	92	-	-	345	277
E et P Canada	-	-	-	-	73	60	73	60
Total des réserves prouvées développées exploitées	1 715	1 495	1 133	1 008	73	60	2 921	2 562
<i>Prouvées développées inexploitées</i>								
Exploitation minière	-	-	-	-	-	-	-	-
In situ	-	-	15	13	-	-	15	13
E et P Canada	-	-	-	-	-	-	-	-
Total des réserves prouvées développées inexploitées	-	-	15	13	-	-	15	13
<i>Prouvées non développées</i>								
Exploitation minière	277	240	-	-	-	-	277	240
In situ	911	742	447	360	-	-	1 358	1 102
E et P Canada	-	-	-	-	60	53	60	53
Total des réserves prouvées non développées	1 188	982	447	360	60	53	1 694	1 395
<i>Prouvées</i>								
Exploitation minière	1 766	1 549	1 014	916	-	-	2 780	2 465
In situ	1 138	928	581	465	-	-	1 718	1 393
E et P Canada	-	-	-	-	133	112	133	112
Total des réserves prouvées	2 903	2 477	1 595	1 381	133	112	4 631	3 970
<i>Probables</i>								
Exploitation minière	431	358	383	315	-	-	813	673
In situ	1 424	1 104	343	260	-	-	1 767	1 363
E et P Canada	-	-	-	-	103	79	103	79
Total des réserves probables	1 855	1 461	725	575	103	79	2 684	2 116
<i>Prouvées et probables</i>								
Exploitation minière	2 197	1 906	1 397	1 231	-	-	3 593	3 138
In situ	2 562	2 032	923	724	-	-	3 485	2 756
E et P Canada	-	-	-	-	236	191	236	191
Total des réserves prouvées et probables	4 759	3 938	2 320	1 956	236	191	7 315	6 085

Voir les notes 1) à 4) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau.

Variation des réserves brutes¹⁾

au 31 décembre 2024

(prix et coûts prévisionnels)²⁾

	PBS ³⁾		Bitume				Pétrole brut léger et pétrole brut moyen ⁴⁾				Total	
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
Exploitation minière												
31 décembre 2023	1 789	313	2 102	1 392	283	1 675	—	—	—	3 182	596	3 778
Extensions et récupération améliorée ⁵⁾	—	46	46	—	—	—	—	—	—	—	46	46
Révisions techniques ⁶⁾	123	72	194	(329)	100	(230)	—	—	—	(207)	171	(35)
Découvertes ⁷⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions ⁸⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations ⁹⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques ¹⁰⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production ¹¹⁾	(147)	—	(147)	(49)	—	(49)	—	—	—	(195)	—	(195)
31 décembre 2024	1 766	431	2 197	1 014	383	1 397	—	—	—	2 780	813	3 593
In situ												
31 décembre 2023	1 103	1 159	2 262	678	221	899	—	—	—	1 781	1 380	3 161
Extensions et récupération améliorée ⁵⁾	—	326	326	9	69	78	—	—	—	9	395	404
Révisions techniques ⁶⁾	75	(61)	14	(61)	52	(9)	—	—	—	14	(9)	6
Découvertes ⁷⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions ⁸⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations ⁹⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques ¹⁰⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production ¹¹⁾	(41)	—	(41)	(44)	—	(44)	—	—	—	(85)	—	(85)
31 décembre 2024	1 138	1 424	2 562	581	343	923	—	—	—	1 718	1 767	3 485
E et P Canada												
31 décembre 2023	—	—	—	—	—	—	137	114	251	137	114	251
Extensions et récupération améliorée ⁵⁾	—	—	—	—	—	—	1	—	1	1	—	1
Révisions techniques ⁶⁾	—	—	—	—	—	—	13	(10)	2	13	(10)	2
Découvertes ⁷⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions ⁸⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations ⁹⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques ¹⁰⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production ¹¹⁾	—	—	—	—	—	—	(18)	—	(18)	(18)	—	(18)
31 décembre 2024	—	—	—	—	—	—	133	103	236	133	103	236
Total - Canada												
31 décembre 2023	2 893	1 472	4 365	2 070	504	2 574	137	114	251	5 100	2 090	7 189
Extensions et récupération améliorée ⁵⁾	—	372	372	9	69	78	1	—	1	9	442	451
Révisions techniques ⁶⁾	198	11	209	(391)	152	(238)	13	(10)	2	(180)	153	(27)
Découvertes ⁷⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions ⁸⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations ⁹⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques ¹⁰⁾	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production ¹¹⁾	(187)	—	(187)	(93)	—	(93)	(18)	—	(18)	(298)	—	(298)
31 décembre 2024	2 903	1 855	4 759	1 595	725	2 320	133	103	236	4 631	2 684	7 315

Voir les notes 1) à 11) à la fin de la rubrique sur les données relatives aux réserves pour obtenir des renseignements importants concernant les volumes indiqués dans ce tableau. Les ressources de Suncor en Libye et en Syrie sont classées comme des ressources éventuelles et ne figurent pas dans le tableau ci-dessus.

Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves

au 31 décembre 2024

- 1) Les chiffres des tableaux sur les données relatives aux réserves pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.
- 2) Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs pour obtenir de plus amples renseignements concernant les prix et coûts prévisionnels.
- 3) Les réserves de PBS comprennent les volumes des ventes de diesel de la Société.
- 4) Les volumes bruts de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent des quantités négligeables de pétrole brut lourd provenant d'Hebron, qui produit un mélange de pétrole brut léger, moyen et lourd.
- 5) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Extensions et récupération améliorée » s'ajoutent aux réserves provenant du forage d'extension, du forage intercalaire et de la mise en œuvre de programmes de récupération améliorée. Les volumes négatifs, le cas échéant, pour les réserves probables résultent du transfert de réserves probables à des réserves prouvées. Les modifications dans le secteur In situ en 2024 étaient principalement attribuables à la modification de la conception de la longueur des paires de puits dans le cadre du développement futur de MacKay River et à l'ajout de terrains dont le développement a été approuvé pour combler la capacité accrue des installations à Firebag. Les modifications dans le secteur Exploitation minière en 2024 étaient attribuables à l'ajout de la concession 934 à Syncrude.
- 6) Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations révisées. Les modifications en 2024 sont principalement attribuables aux nouveaux renseignements obtenus en cours d'année, notamment les résultats de forage et le rendement continu des champs. En 2024, les modifications dans le secteur Exploitation minière sont principalement attribuables aux mises à jour des plans de mine et des risques géologiques. La révision à la baisse des réserves prouvées de bitume découle principalement de la reclassification des risques et des réserves dans les réserves probables, qui n'a eu aucune incidence sur les réserves prouvées et probables, ainsi que de l'augmentation de la quantité de bitume valorisé. En 2024, les modifications dans les secteurs In situ et E et P sont principalement attribuables aux mises à jour du rendement de la production.
- 7) Les réserves visées par les données indiquées à la ligne « Découvertes » s'ajoutent aux réserves dans les réservoirs à l'égard desquels aucune réserve n'avait été homologuée précédemment et résultent de la confirmation de l'existence d'une accumulation d'une grande quantité de pétrole potentiellement récupérable.
- 8) Les acquisitions sont des ajouts aux estimations de réserves en raison de l'achat de participations dans des terrains pétroliers et gazifères. Il n'y a eu aucune acquisition en 2024.
- 9) Les aliénations sont des réductions des estimations de réserves en raison de la vente de la totalité ou d'une partie d'une participation dans des terrains pétroliers et gazifères. Il n'y a eu aucune aliénation en 2024.
- 10) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables principalement aux prévisions de prix, aux taux d'inflation ou aux modifications réglementaires.
- 11) Les quantités de production peuvent inclure une production estimative pour des périodes situées près de la fin de l'exercice si les quantités de ventes réelles ne pouvaient être obtenues au moment où les évaluations des réserves ont été effectuées.

Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves

Dans les tableaux présentés ci-dessus et ailleurs dans la présente notice annuelle, les définitions et autres notes qui suivent s'appliquent :

« **brut(e)** » désigne :

- a) en ce qui concerne la participation de Suncor dans la production ou les réserves, la participation directe de Suncor avant déduction des redevances et sans inclure aucun droit à redevances de Suncor;
- b) en ce qui concerne la participation de Suncor dans les puits, le nombre total de puits dans lesquels Suncor a une participation;
- c) en ce qui concerne la participation de Suncor dans les terrains, le nombre total de terrains dans lesquels Suncor a une participation.

« **net(te)** » désigne :

- a) en ce qui concerne la participation de Suncor dans la production ou aux réserves, la participation directe de Suncor après déduction des redevances à payer, plus les droits à redevances de Suncor sur la production ou les réserves;
- b) en ce qui concerne la participation de Suncor dans des puits, le nombre de puits obtenus en additionnant la participation directe de Suncor dans chacun de ses puits bruts;
- c) en ce qui concerne la participation de Suncor dans un terrain, la superficie totale sur laquelle Suncor a une participation, multipliée par la participation directe détenue par Suncor.

Catégories de réserves

Les estimations des réserves sont fondées sur les définitions et les lignes directrices contenues dans le manuel de la Canadian Oil and Gas Evaluation (COGE). Le texte qui suit contient un résumé des définitions qu'il contient.

Les « réserves » sont les quantités restantes estimatives de pétrole, de gaz naturel et de substances apparentées qu'on prévoit pouvoir récupérer de gisements connus, à une date donnée, en fonction des analyses des données de forage ainsi que des données géologiques, géophysiques et d'ingénierie, de l'utilisation de la technologie connue et des conditions économiques précises, généralement acceptées comme raisonnables et indiquées.

Les réserves sont classées en fonction du degré de certitude qui se rattache aux estimations :

« **réserves prouvées** » désignent les réserves qu'on estime avec une certitude élevée pouvoir récupérer; il est probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures aux réserves prouvées estimatives.

« **réserves probables** » désignent les réserves additionnelles pour lesquelles la certitude de récupération est inférieure à celle des réserves prouvées; il est tout aussi probable que les quantités restantes effectivement récupérées seront supérieures ou inférieures à la somme des réserves prouvées et des réserves probables estimatives.

Les catégories de réserves prouvées et probables peuvent être subdivisées en deux, selon que les réserves sont développées ou non développées :

« **réserves développées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer (i) par l'entremise de puits existants et d'installations actuelles ou, à défaut d'installations déjà

montées, dont la mise en production nécessiterait des dépenses peu élevées (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits) ou (ii) dans le cas d'actifs miniers, par l'entremise de matériel et d'infrastructures d'extraction actuels qui sont fonctionnels au moment de l'estimation des réserves. Les réserves développées peuvent être subdivisées selon qu'elles sont exploitées ou inexploitées.

a) « **réserves développées exploitées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer d'intervalles d'achèvement ouverts au moment de l'estimation; ou bien ces réserves sont exploitées au moment envisagé, ou bien, si elles sont inutilisées, elles doivent avoir été mises en production antérieurement et la date de reprise de la production doit être connue avec une certitude raisonnable.

b) « **réserves développées inexploitées** » désignent les réserves qui n'ont pas été mises en production ou qui ont antérieurement été en production, mais qui sont inutilisées et dont la date de reprise de la production est inconnue.

« **réserves non développées** » désignent les réserves qu'on prévoit récupérer à partir de gisements connus dont la mise en production nécessiterait des dépenses considérables (par exemple, comparativement au coût du forage d'un puits); elles doivent respecter pleinement les critères de la catégorie de réserves (prouvées ou probables) à laquelle elles sont attribuées.

Tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs et notes

Valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs avant impôts¹⁾

au 31 décembre 2024

(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)					Valeur unitaire ²⁾
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	(\$/b)
<i>Prouvées développées exploitées</i>						
Exploitation minière	27 476	32 486	26 449	21 129	17 258	11,89
In situ	11 865	10 457	9 301	8 363	7 597	33,52
E et P Canada	2 732	2 682	2 564	2 434	2 309	42,99
Total des réserves prouvées développées exploitées	42 073	45 625	38 315	31 925	27 164	14,96
<i>Prouvées développées inexploitées</i>						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	348	267	208	165	133	15,70
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées inexploitées	348	267	208	165	133	15,70
<i>Prouvées non développées</i>						
Exploitation minière	5 488	4 207	3 143	2 412	1 911	13,10
In situ	48 797	24 894	13 928	8 417	5 411	12,64
E et P Canada	1 720	1 514	1 281	1 062	868	24,37
Total des réserves prouvées non développées	56 005	30 615	18 351	11 891	8 190	13,16
<i>Prouvées</i>						
Exploitation minière	32 964	36 694	29 592	23 541	19 170	12,01
In situ	61 009	35 618	23 437	16 945	13 140	16,83
E et P Canada	4 452	4 196	3 846	3 496	3 177	34,27
Total des réserves prouvées	98 426	76 507	56 874	43 981	35 487	14,33
<i>Probables</i>						
Exploitation minière	19 985	12 030	7 221	4 785	3 473	10,73
In situ	103 740	29 304	11 523	6 079	3 956	8,45
E et P Canada	6 077	4 686	3 658	2 909	2 358	46,21
Total des réserves probables	129 801	46 020	22 401	13 773	9 787	10,59
<i>Prouvées et probables</i>						
Exploitation minière	52 950	48 723	36 813	28 326	22 643	11,73
In situ	164 749	64 922	34 960	23 024	17 096	12,68
E et P Canada	10 528	8 882	7 503	6 404	5 535	39,21
Total des réserves prouvées et probables	228 227	122 527	79 276	57 754	45 274	13,03

Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs

Valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts¹⁾

au 31 décembre 2024
(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<i>Prouvées développées exploitées</i>					
Exploitation minière	17 112	24 957	20 706	16 564	13 503
In situ	9 294	8 179	7 258	6 510	5 901
E et P Canada	2 338	2 297	2 189	2 070	1 957
Total des réserves prouvées développées exploitées	28 744	35 432	30 153	25 144	21 361
<i>Prouvées développées inexploitées</i>					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	260	200	156	123	99
E et P Canada	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées inexploitées	260	200	156	123	99
<i>Prouvées non développées</i>					
Exploitation minière	3 968	3 059	2 248	1 695	1 322
In situ	37 343	18 780	10 352	6 162	3 896
E et P Canada	1 111	1 005	853	699	558
Total des réserves prouvées non développées	42 422	22 844	13 454	8 556	5 776
<i>Prouvées</i>					
Exploitation minière	21 080	28 016	22 955	18 259	14 825
In situ	46 897	27 158	17 766	12 795	9 896
E et P Canada	3 449	3 302	3 043	2 769	2 515
Total des réserves prouvées	71 426	58 476	43 763	33 823	27 236
<i>Probables</i>					
Exploitation minière	15 399	9 374	5 501	3 561	2 537
In situ	79 758	22 371	8 796	4 657	3 039
E et P Canada	4 635	3 566	2 767	2 187	1 762
Total des réserves probables	99 792	35 311	17 064	10 405	7 338
<i>Prouvées et probables</i>					
Exploitation minière	36 479	37 390	28 455	21 820	17 362
In situ	126 655	49 529	26 562	17 452	12 936
E et P Canada	8 085	6 868	5 810	4 956	4 276
Total des réserves prouvées et probables	171 219	93 787	60 828	44 228	34 575

Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs.

Total des produits des activités ordinaires nets futurs¹⁾

au 31 décembre 2024

(prix et coûts prévisionnels)

(en M\$, non actualisés)	Produits des activités ordinaires	Redevances	Coûts opérationnels	Frais de développement	Frais d'abandon et de remise en état	Produits des activités ordinaires nets futurs avant déduction des charges d'impôts futurs	Charges d'impôts futurs	Produits des activités ordinaires nets futurs après déduction des charges d'impôts futurs
<i>Prouvées développées exploitées</i>								
Exploitation minière	254 356	28 571	125 484	30 625	42 199	27 476	10 365	17 112
In situ	32 527	5 844	10 732	3 136	950	11 865	2 571	9 294
E et P Canada	8 143	1 508	2 092	149	1 661	2 732	393	2 338
Total des réserves prouvées développées exploitées	295 025	35 923	138 309	33 910	44 810	42 073	13 329	28 744
<i>Prouvées développées inexploitées</i>								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	1 069	152	474	54	41	348	88	260
E et P Canada	—	—	—	—	—	—	—	—
Total des réserves prouvées développées inexploitées	1 069	152	474	54	41	348	88	260
<i>Prouvées non développées</i>								
Exploitation minière	32 257	4 367	16 121	4 641	1 640	5 488	1 520	3 968
In situ	154 740	27 927	53 112	23 235	1 670	48 797	11 454	37 343
E et P Canada	7 053	844	1 653	1 515	1 321	1 720	609	1 111
Total des réserves prouvées non développées	194 050	33 138	70 886	29 392	4 630	56 005	13 583	42 422
<i>Prouvées</i>								
Exploitation minière	286 613	32 937	141 606	35 267	43 839	32 964	11 884	21 080
In situ	188 336	33 924	64 318	26 425	2 661	61 009	14 112	46 897
E et P Canada	15 196	2 352	3 745	1 665	2 982	4 452	1 003	3 449
Total des réserves prouvées	490 145	69 213	209 668	63 356	49 482	98 426	26 999	71 426
<i>Probables</i>								
Exploitation minière	97 619	16 859	40 159	11 041	9 575	19 985	4 587	15 399
In situ	281 304	59 903	81 284	34 298	2 080	103 740	23 981	79 758
E et P Canada	12 147	3 136	1 944	740	251	6 077	1 441	4 635
Total des réserves probables	391 070	79 898	123 387	46 078	11 906	129 801	30 009	99 792
<i>Prouvées et probables</i>								
Exploitation minière	384 232	49 797	181 764	46 307	53 414	52 950	16 471	36 479
In situ	469 640	93 826	145 602	60 723	4 741	164 749	38 094	126 655
E et P Canada	27 343	5 488	5 689	2 404	3 233	10 528	2 444	8 085
Total des réserves prouvées et probables	881 215	149 111	333 055	109 434	61 388	228 227	57 009	171 219

Voir les notes à la fin des tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs.

Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit¹⁾

au 31 décembre 2024
(prix et coûts prévisionnels)

(avant impôts, actualisés au taux annuel de 10 %)	M\$	Valeur unitaire \$/b ²⁾
Prouvées développées exploitées		
PBS	24 634	16,48
Bitume	11 117	11,03
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen ³⁾	2 564	42,99
Total des réserves prouvées développées exploitées	38 315	14,96
Prouvées		
PBS	38 606	15,59
Bitume	14 423	10,45
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen ³⁾	3 846	34,27
Total des réserves prouvées	56 874	14,33
Prouvées et probables		
PBS	54 779	13,91
Bitume	16 994	8,69
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen ³⁾	7 503	39,21
Total des réserves prouvées et probables	79 276	13,03

- 1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.
- 2) Les valeurs unitaires correspondent à la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs avant la déduction de l'impôt sur le bénéfice en trésorerie estimatif à payer, actualisé à 10 %, divisée par les réserves nettes.
- 3) Le pétrole brut léger et le pétrole brut moyen comprennent des quantités négligeables de pétrole brut lourd d'Hebron, qui produit un mélange de pétrole brut léger, moyen et lourd.

Notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs

Produits des activités ordinaires nets futurs pour les terrains du secteur In situ et pour l'exploitation minière

Les produits des activités ordinaires nets futurs attribuables au PBS comprennent les quantités de bitume valorisé dans le secteur In situ et à Fort Hills fondées sur la capacité de valorisation disponible estimative et la stratégie d'approvisionnement en bitume de la Société. Les produits des activités ordinaires nets futurs comprennent les quantités de PBS et les estimations concernant les coûts d'exploitation et les dépenses en immobilisations de l'usine de valorisation. Pour ce qui est des réserves prouvées et probables nettes, environ 90 % de la production de bitume de Firebag devrait être valorisée en PBS d'ici 2037, et 100 % par la suite. Environ 29 % de la production de bitume de Fort Hills devrait être valorisée en PBS.

Les produits tirés de la vente d'électricité et les charges de combustible liées au gaz naturel qui sont associés à l'électricité excédentaire produite par les installations de cogénération de Firebag, de Fort Hills, de Syncrude et de la mine de base sont inclus dans les produits des activités ordinaires nets futurs.

Prix et coûts prévisionnels

Les prix de référence du pétrole brut et du gaz naturel et les autres principaux barèmes de prix de référence ainsi que les taux d'inflation et de change utilisés dans le rapport de GLJ ont été obtenus à l'aide des moyennes des prévisions élaborées par GLJ (en date du 1^{er} janvier 2025), Sproule Associates Limited (en date du 31 décembre 2024) et McDaniel & Associates Consultants Ltd. (en date du 1^{er} janvier 2025), qui sont tous des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les prix de référence pour les prévisions ont été rajustés pour tenir compte des écarts de qualité et des frais de transport applicables aux zones d'évaluation et aux produits spécifiques. Les taux d'inflation utilisés dans les prévisions de coûts sont les suivants : 0,0 % en 2025 et 2,0 % par la suite.

Les coûts de conformité à la réglementation sur le carbone pour les réserves canadiennes sont fondés sur la *Loi sur la tarification de la pollution causée par les gaz à effet de serre* (Canada), qui prévoit un barème de prix allant de 95 \$ la tonne en 2025 à 170 \$ la tonne en 2030.

Prix ayant une incidence sur les tableaux relatifs aux réserves

Prix prévisionnels	Brent Mer du Nord ¹⁾	WTI Cushing, Oklahoma ²⁾	WCS Hardisty, Alberta ³⁾	Pétrole léger non corrosif Edmonton, Alberta ⁴⁾	Pentanes Plus Edmonton, Alberta ⁵⁾	AECO Gaz naturel ⁶⁾	Taux de change
Exercice	\$ US/b	\$ US/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/MBTU	\$ US / \$ CA
2025	75,58	71,58	82,69	94,79	100,14	2,36	0,7120
2026	78,51	74,48	84,27	97,04	100,72	3,33	0,7280
2027	79,89	75,81	83,81	97,37	100,24	3,48	0,7430
2028	81,82	77,66	85,70	99,80	102,73	3,69	0,7430
2029	83,46	79,22	87,46	101,79	104,79	3,76	0,7430
2030	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	0,7430

- 1) Prix utilisé pour déterminer les réserves de pétrole brut léger, moyen et lourd extracôtières pour E et P Canada.
- 2) Prix utilisé pour déterminer les parties des réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs In situ et Exploitation minière qui sont vendues sur la côte américaine du golfe du Mexique ainsi que pour établir le prix de certaines parties du bitume aux fins du calcul des redevances.
- 3) Prix utilisé pour déterminer les parties des réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs In situ et Exploitation minière qui sont vendues au Canada ainsi que pour établir le prix du bitume aux fins du calcul des redevances.
- 4) Prix utilisé pour déterminer les réserves de PBS comprises dans les réserves In situ et Exploitation minière.
- 5) Prix utilisé pour déterminer le coût du diluant associé aux réserves de bitume comprises dans les réserves des secteurs In situ et Exploitation minière, ainsi que pour tenir compte du diluant afin de déterminer le prix du bitume aux fins du calcul des redevances. Un ratio bitume/diluant d'environ deux barils de bitume pour un baril de diluant a été utilisé pour les réserves du secteur In situ et un ratio d'environ trois barils de bitume pour un baril de diluant a été utilisé pour les réserves du secteur Exploitation minière.
- 6) Prix utilisé pour déterminer les coûts du gaz naturel utilisé dans la production de PBS et les réserves de bitume.

Communication des valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôt sur le revenu

Les valeurs présentées dans le tableau « Valeurs actualisées nettes des produits des activités ordinaires nets futurs après impôts » reflètent le fardeau fiscal des actifs pour un secteur commercial ou une personne morale en fonction des catégories associées à ce secteur commercial ou à cette personne morale. La structure de société de Suncor aux fins

de l'impôt sur le revenu et de la planification fiscale n'a pas été considérée, de sorte que la valeur totale aux fins de l'impôt sur le revenu présentée dans le tableau du total des produits des activités ordinaires nets futurs pourrait ne pas fournir d'estimation de la valeur à l'échelle de la société, qui pourrait différer considérablement. Les états financiers consolidés audités 2024 et le rapport de gestion annuel 2024 devraient être consultés pour obtenir plus d'information concernant l'impôt sur le revenu à l'échelle de la société.

Autre information concernant les données relatives aux réserves

Frais de développement futurs¹⁾

au 31 décembre 2024
(prix et coûts prévisionnels)

(M\$)	2025	2026	2027	2028	2029	Reste	Total	Actualisés à 10 %
Prouvées								
Exploitation minière	3 074	2 828	2 577	2 653	2 385	21 749	35 267	19 505
In situ	760	776	1 059	1 062	772	21 996	26 425	9 671
E et P Canada	607	225	132	159	155	387	1 665	1 292
Total des réserves prouvées	4 441	3 828	3 768	3 875	3 312	44 132	63 356	30 468
Prouvées et probables								
Exploitation minière	3 323	3 154	2 900	2 982	2 681	31 268	46 307	22 596
In situ	804	874	1 024	911	726	56 384	60 723	11 201
E et P Canada	720	353	254	283	236	559	2 404	1 814
Total des réserves prouvées et probables	4 847	4 380	4 178	4 176	3 644	88 210	109 434	35 611

1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

La direction estime que les flux de trésorerie générés à l'interne, les facilités de crédit existantes et futures et l'accès aux marchés des capitaux suffiront à financer les frais de développement futurs. L'omission de développer ces réserves aurait une incidence défavorable sur les flux de trésorerie tirés des activités d'exploitation.

Les frais d'intérêts ou les autres coûts du financement externe ne sont pas compris dans les estimations des réserves et des produits des activités ordinaires nets futurs et ils pourraient réduire les produits des activités ordinaires nets futurs. Suncor ne prévoit pas que les coûts de financement rendront le développement du terrain non rentable.

Frais d'abandon et de remise en état

La Société procède à un examen annuel de ses estimations des frais d'abandon et de remise en état consolidés. Les estimations sont limitées aux perturbations actuelles et fondées sur la méthode et la portée prévues de la restauration, conformément aux exigences légales et à l'utilisation future éventuelle du site.

Au 31 décembre 2024, Suncor estime à environ 21,1 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 4,9 G\$) ses frais d'abandon et de remise en état non actualisés et en dollars constants pour ses actifs d'amont. Elle estime qu'elle engagera 1,6 G\$ de ses frais d'abandon et de remise en état relevés pendant les trois prochains exercices.

Les frais d'abandon et de remise en état de 61,4 G\$ (non actualisés et en dollars courants) concernant les perturbations actuelles et futures ont été portés en réduction des valeurs actualisées nettes des réserves prouvées et probables de la Société.

Réserves prouvées et probables brutes non développées

Les tableaux ci-après présentent les réserves prouvées et probables brutes non développées et représentent les ajouts de réserves non développées, découlant d'acquisitions, de découvertes, de forages intercalaires, d'amélioration de la récupération et/ou d'extensions pendant l'exercice au cours duquel les événements ont eu lieu pour la première fois.

Réserves prouvées brutes non développées¹⁾

(prix et coûts prévisionnels)

	2022		2023		2024	
	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2022	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2023	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2024
PBS (Mb)						
Exploitation minière	—	273	—	281	—	277
In situ	6	668	181	854	—	911
Total du PBS	6	941	181	1 135	—	1 188
Bitume (Mb)						
Exploitation minière	—	26	—	14	—	—
In situ	2	514	151	563	9	447
Total du bitume	2	540	151	577	9	447
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (Mb)						
E et P Canada ²⁾	46	59	—	60	—	60
Mer du Nord	1	1	—	—	—	—
Total du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen	47	60	—	60	—	60
Total (Mb)	55	1 541	333	1 772	9	1 694

1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

2) Comprend des quantités négligeables de pétrole brut lourd provenant d'Hebron, qui produit un mélange de pétrole brut léger, moyen et lourd.

Réserves probables brutes non développées¹⁾

(prix et coûts prévisionnels)

	2022		2023		2024	
	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2022	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2023	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2024
PBS (Mb)						
Exploitation minière	110	133	—	132	46	193
In situ	—	1 249	42	1 085	326	1 342
Total du PBS	110	1 382	42	1 217	373	1 534
Bitume (Mb)						
Exploitation minière	3	3	—	2	—	—
In situ	—	175	7	133	69	277
Total du bitume	3	178	7	135	69	277
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (Mb)						
E et P Canada ²⁾	15	76	1	77	0	72
Mer du Nord	—	1	—	—	—	—
Total du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen	15	77	—	77	0	72
Total (Mb)	129	1 638	49	1 428	442	1 884

1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

2) Comprend des quantités négligeables de pétrole brut lourd provenant d'Hebron, qui produit un mélange de pétrole brut léger, moyen et lourd.

Les réserves prouvées non développées et les réserves prouvées et probables non développées sont attribuées conformément aux directives du manuel COGE.

In situ

Les réserves non développées du secteur In situ se rapportent uniquement aux plateformes de soutien et aux paires de puits requises pour les projets actuellement exploités ou approuvés. Des réserves prouvées non développées ont été attribuées à des zones délimitées par des puits verticaux espacés de 80 acres à l'aide d'un contrôle sismique tridimensionnel ou par des puits verticaux espacés de 40 acres sans contrôle sismique tridimensionnel. Les zones de réserves probables non développées se limitent aux zones délimitées par des puits verticaux espacés de 320 acres à l'aide d'un contrôle sismique ou par des puits verticaux espacés de 160 acres sans contrôle sismique. Le développement des réserves non développées du secteur In situ est un processus continu et est tributaire de l'estimation de la capacité de traitement excédentaire et des prévisions de décroissance de la production des puits existants du secteur In situ. Ces prévisions harmonisent les contraintes de production et de traitement actuelles (qui, dans le cas des contraintes de traitement, ne permettent pas à Suncor de développer la totalité de ses réserves non développées du secteur In situ dans les deux prochaines années), les engagements en matière de dépenses en immobilisations et le développement futur pour les 10 prochaines années et elles sont mises à jour et approuvées annuellement. L'augmentation du niveau de production de Firebag a permis de constituer d'autres réserves probables non développées.

Exploitation minière

Les réserves non développées du secteur Exploitation minière se rapportent aux zones d'exploitation MLX-W et MLX-E de Syncrude, qui ont reçu l'approbation des organismes de

réglementation en 2019 et en 2020, respectivement, et à l'extension de la concession 934 vers Aurora North. Les travaux de construction ont recommencé en 2021 à MLX-E et se poursuivront tout au long de 2025. Les réserves de MLX-W demeureront non développées tant que certains projets d'immobilisations n'auront pas été achevés avant la première extraction de minerai prévue pour 2025. Le développement de MLX-E nécessite le déplacement d'infrastructures et la construction d'une route pour le transport de la production à partir de cette zone; les travaux d'ingénierie du projet ont commencé en 2022. Les réserves de MLX-E demeureront non développées tant que les principaux éléments du projet, comme le déplacement des infrastructures et la route pour le transport de la production, n'auront pas été achevés. Le forage de délimitation du gisement se poursuivra en 2025. Les deux projets MLX s'appuieront sur les installations d'extraction et de traitement du minerai existantes du site Mildred Lake de Syncrude et devraient permettre de maintenir les niveaux de production de bitume à Mildred Lake après l'épuisement des ressources à la mine Mildred North. L'extension de la concession 934 ne sera pas développée tant que les autorités de réglementation n'auront pas approuvé la demande de modification. Elle permettra de prolonger la production de bitume à la mine Aurora North.

E et P

Les réserves classiques non développées sont principalement associées au forage futur à Hebron, à Hibernia et à White Rose. L'attribution des réserves prouvées non développées et des réserves probables non développées tient compte, le cas échéant, des degrés de certitude respectifs associés à divers paramètres de réservoirs, principalement les zones de drainage et les facteurs de récupération. Pour le développement des réserves classiques non développées, Suncor examine la capacité des installations existantes, les plans d'affectation du capital et la disponibilité des réserves restantes.

Terrains sans réserves attribuées

Le tableau suivant présente un sommaire des terrains sans réserves attribuées au 31 décembre 2024. Pour les terrains dans lesquels Suncor détient des participations dans différentes formations sous la même superficie aux termes de concessions distinctes, la superficie a été calculée pour chaque concession.

Pays	Hectares bruts	Hectares nets
Canada	1 730 126	877 958
Libye	3 117 800	1 422 900
Syrie	345 194	345 194
Total	5 193 120	2 646 052

Les terrains de Suncor sans réserves attribuées comprennent aussi bien des terrains d'exploration à la phase préliminaire de l'évaluation que des zones de découverte dont les droits ont été mis en veilleuse en raison des résultats des tests d'hydrocarbures, mais où le développement économique n'est pas possible actuellement ou n'a pas encore été autorisé. Certains terrains peuvent se trouver dans une phase d'évaluation relativement mûre, lorsqu'un nombre considérable de travaux d'évaluation ou même de développement ont eu lieu; toutefois, des réserves ne peuvent leur être attribuées en raison d'une ou de plusieurs éventualités, par exemple une autorisation de projet ou, dans le cas de la Libye et de la Syrie, l'agitation politique. Dans plusieurs cas où les réserves ne sont pas attribuées à des terrains comprenant un ou plusieurs puits de découverte, le principal facteur limitatif est le manque d'infrastructures de production disponibles. Dans le cadre du processus continu de la Société visant à examiner la viabilité économique de ses terrains, certains terrains sont choisis à des fins de développement futur, alors que d'autres sont temporairement reportés, vendus, échangés ou délaissés en faveur du propriétaire des droits miniers.

Les droits de Suncor sur 248 499 hectares nets au Canada devraient expirer en 2025. Les terrains dont les droits expireront en 2025 englobent environ 243 891 hectares nets dans le secteur extracôtier de la côte Est, 2 816 hectares nets dans le secteur In situ et 1 792 hectares nets dans le secteur Exploitation minière. Des parties importantes des terrains visés par l'expiration de droits pourraient voir les droits relatifs à ces terrains se maintenir après 2025 grâce à la poursuite des programmes de travaux et/ou au paiement des frais prescrits au propriétaire des droits miniers.

Engagements de travail

Les terrains de Suncor en Libye n'ont pas de réserves attribuées. Suncor a des engagements de travail visant principalement des programmes de forage sismique et le forage de puits d'exploration, ce qui est courant en Libye. Suncor estime que la valeur des engagements de travail s'élevait à 359 M\$ US au 31 décembre 2024. En raison de l'agitation politique en Libye, on ne sait pas à quel moment les engagements de travail seront contractés.

Terrains et puits de pétrole et de gaz

Le tableau suivant présente un sommaire des puits de pétrole et de gaz de la Société au 31 décembre 2024.

	Puits de pétrole ¹⁾				Puits de gaz naturel ¹⁾			
	Producteurs		Non producteurs ²⁾³⁾		Producteurs		Non producteurs ²⁾³⁾	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta – In situ ⁴⁾	507,0	507,0	92,0	92,0	—	—	—	—
Terre-Neuve-et-Labrador	95,0	27,5	8,0	2,8	—	—	—	—
Autres – International ⁵⁾	—	—	422,0	212,6	—	—	6,0	6,0
Total	602,0	534,5	522,0	307,4	—	—	6,0	6,0

1) Les puits de pétrole de l'Alberta et les puits de pétrole et de gaz dans la catégorie « Autres – International » sont à terre et les puits de Terre-Neuve-et-Labrador sont en mer.

2) Les puits non producteurs comprennent notamment les puits pour lesquels il n'existe pas de plan d'abandon à court terme, les puits dont le forage est terminé mais qui ne sont pas achevés, les puits nécessitant des travaux de maintenance ou de reconditionnement dont la date de reprise de la production n'est pas connue et les puits qui ont été fermés et dont la date de reprise de la production n'est pas connue avec une certitude raisonnable.

3) Les puits non producteurs ne mènent pas nécessairement à un classement à titre de réserves inexploitées.

4) Les paires de puits utilisant le procédé de DGMV et les puits multilatéraux sont comptabilisées comme s'il s'agissait d'un seul puits.

5) La catégorie « Autres – International » comprend les puits associés aux activités de la Société en Syrie et en Libye.

Frais engagés

Le tableau suivant résume les frais engagés de la Société en ce qui concerne ses activités d'exploration et de développement pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

(M\$)	Frais d'exploration	Coûts d'acquisition des terrains prouvés	Coûts d'acquisition des terrains non prouvés	Frais de développement	Total
Canada – Exploitation minière et In situ	86	—	—	5 224	5 310
Canada – E et P Canada	3	—	—	907	910
Total – Canada	89	—	—	6 131	6 220
Autres – International	4	—	—	—	4
Total	93	—	—	6 131	6 224

Activités d'exploration et de développement

Le tableau suivant présente les puits d'exploration et de développement, bruts et nets, que la Société a achevés au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Nombre total de puits achevés	Puits d'exploration ¹⁾		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Canada – Sables pétrolifères				
Pétrole	—	—	30,0	30,0
Puits de service ²⁾	—	—	68,0	68,0
Essai stratigraphique ³⁾	—	—	690,0	622,7
Total	—	—	788,0	720,7
Canada – E et P Canada				
Pétrole	—	—	4,0	0,8
Puits de service ²⁾	—	—	4,0	0,8
Total	—	—	8,0	1,6
Total – Canada				
Pétrole	—	—	34,0	30,8
Puits de service	—	—	72,0	68,8
Essai stratigraphique	—	—	690,0	622,7
Total	—	—	796,0	722,3

1) Les puits d'exploration pour les Sables pétrolifères comprennent les activités relatives aux projets pilotes qui testent de nouvelles technologies.

2) Les puits de service pour les Sables pétrolifères comprennent le puits d'injection qui compose la paire de puits utilisant le procédé de DGMV, ainsi que les puits d'observation, les puits de refoulement et les puits de surveillance hydrogéologique si un permis a été obtenu. Les puits de service pour E et P Canada comprennent des puits d'injection d'eau et d'injection de gaz, des puits de refoulement et des puits de réinjection de déblais.

3) Les puits d'essai stratigraphique pour les Sables pétrolifères comprennent les puits de carottage.

Les activités d'exploration et de développement d'importance menées en 2024 ont compris ce qui suit :

- Pour le secteur Exploitation minière, dans les Activités de base des Sables pétrolifères, des activités de maintien d'actifs, la poursuite du développement des infrastructures de gestion des résidus et l'achèvement d'une nouvelle centrale de cogénération. À Fort Hills, la construction d'infrastructures de gestion des résidus et des activités de promotion minière. À Syncrude, des dépenses de maintien d'actifs, une révision planifiée, la poursuite du développement de MLX-W et des travaux de délimitation à la concession 29.
- Pour le secteur In situ, de nouvelles paires de puits et de nouveaux puits intercalaires et de déviation ont été forés aux projets Firebag et MacKay River, ce qui devrait aider

à maintenir les niveaux de production dans les années à venir. De plus, des programmes de forage de puits d'essai stratigraphique et de puits d'observation ont été mis en œuvre.

- Pour le secteur E et P Canada, des dépenses ont été consacrées aux travaux de développement du projet West White Rose et aux travaux de forage à Hebron et Hibernia.

Pour obtenir des renseignements sur les activités importantes d'exploration et de développement qui devraient avoir lieu en 2025 et par la suite, voir les rubriques « Description narrative des entreprises de Suncor » et « Autre information concernant les données relatives aux réserves – Frais de développement futurs » de la présente notice annuelle.

Production antérieure¹⁾

2024	T1	T2	T3	T4	Fin d'exercice
Canada – Sables pétrolifères					
Production de produits valorisés (PBS et diesel) (kb/j)					
Activités du secteur Sables pétrolifères	374,6	321,6	329,5	357,6	345,8
Syncrude	197,9	166,7	213,7	214,9	198,4
Transferts et consommation entre actifs	(27,5)	(26,6)	(29,4)	(28,9)	(28,1)
Production valorisée totale	545,0	461,7	513,8	543,6	516,1
Production de bitume non valorisé (kb/j)					
Activités du secteur Sables pétrolifères	120,3	136,9	128,5	180,9	141,8
Fort Hills	177,6	166,9	166,0	161,7	168,0
Syncrude	—	4,4	0,1	—	1,1
Transferts et consommation entre actifs	(57,9)	(53,9)	(32,4)	(68,7)	(53,2)
Production totale de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	240,0	254,3	262,2	273,9	257,7
Production totale (kb/j)	785,0	716,0	776,0	817,5	773,8
Rentrées nettes³⁾⁴⁾					
Bitume non valorisé (\$/b)					
Prix moyen reçu ²⁾	65,11	82,46	72,88	69,24	72,65
Redevances	(10,41)	(13,29)	(10,77)	(12,13)	(11,71)
Frais d'exploitation	(22,74)	(19,94)	(22,93)	(19,65)	(21,22)
Rentrées nettes	31,96	49,23	39,18	37,46	39,72
Produits valorisés – production nette de PBS et de diesel (\$/b)					
Prix moyen reçu ²⁾	90,97	106,49	100,57	95,28	97,91
Redevances	(11,19)	(16,25)	(14,32)	(12,58)	(13,45)
Frais d'exploitation	(34,49)	(39,28)	(33,39)	(35,31)	(35,48)
Rentrées nettes	45,29	50,96	52,86	47,39	48,98
Moyenne du secteur Sables pétrolifères (\$/b)					
Prix moyen reçu ²⁾	83,24	97,48	91,36	86,32	89,41
Redevances	(10,96)	(15,14)	(13,14)	(12,43)	(12,87)
Frais d'exploitation	(30,98)	(32,02)	(29,91)	(29,92)	(30,68)
Rentrées nettes	41,30	50,32	48,31	43,97	45,86
Exploration et production – pétrole brut léger et pétrole brut moyen					
Exploration et production au Canada (kb/j)	46,7	49,0	52,6	50,3	49,7
Volumes de production totaux (kb/j)	46,7	49,0	52,6	50,3	49,7
Rentrées nettes³⁾⁴⁾					
Canada – pétrole brut léger et pétrole brut moyen (\$/b)					
Prix moyen reçu ²⁾	107,52	111,39	109,24	98,26	107,38
Redevances	(14,68)	(9,43)	(14,63)	(19,45)	(14,50)
Frais d'exploitation	(21,46)	(27,23)	(17,90)	(25,29)	(22,06)
Rentrées nettes	71,38	74,73	76,71	53,52	70,82

1) La production et les chargements en Libye n'ont pas été significatifs pour Suncor; par conséquent, ils n'ont pas été inclus.

2) Les coûts de transport sont déduits du prix moyen reçu, et non les redevances.

3) Les rentrées nettes sont fondées sur les volumes des ventes.

4) Les rentrées nettes sont une mesure financière hors PCGR. Voir la rubrique « Mise en garde concernant les énoncés prospectifs et les mesures financières hors PCGR » de la présente notice annuelle.

Le tableau suivant présente les volumes de production¹⁾ en fonction des participations directes, avant les redevances, pour chacun des champs importants de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 :

	PBS	Bitume	Pétrole brut léger et pétrole brut moyen
	kb/j	kb/j	kb/j
Exploitation minière – Suncor	186,7	—	—
Exploitation minière – Syncrude	195,6	—	—
Exploitation minière – Fort Hills	33,5	126,5	—
Firebag	100,3	99,0	—
MacKay River	—	32,3	—
Hibernia	—	—	14,2
White Rose	—	—	—
Terra Nova	—	—	11,4
Hebron ²⁾	—	—	24,1

1) Les volumes indiqués sont les volumes réels et peuvent différer des volumes estimatifs indiqués dans le tableau intitulé « Variation des réserves brutes ».

2) La majorité des quantités présentées pour Hebron est constituée de pétrole brut lourd, produit sous forme de mélange de pétrole brut léger, moyen et lourd.

Production estimative

Le tableau suivant présente la production estimative pour 2025 incluse dans les estimations des réserves prouvées et des réserves probables au 31 décembre 2024.

	PBS (kb/j) ¹⁾		Bitume (kb/j) ¹⁾		Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (kb/j) ¹⁾²⁾		Total (kb/j) ¹⁾	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
Total¹⁾								
Prouvées	445	389	280	239	55	47	780	674
Probables	33	28	27	21	5	4	66	53
Prouvées et probables	478	417	308	260	60	51	846	728

1) Les chiffres pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.

2) Comprend des quantités négligeables de pétrole brut lourd provenant d'Hebron, qui produit un mélange de pétrole brut léger, moyen et lourd.

Les terrains suivants représentent chacun environ 20 % ou plus de la production estimative totale pour 2025.

Réserves prouvées

- Millennium et North Steepbank : 193 kb/j de PBS.
- Fort Hills : 157 kb/j de PBS et de bitume (10 kb/j et 146 kb/j, respectivement).
- Firebag : 191 kb/j de PBS et de bitume (84 kb/j et 107 kb/j, respectivement).
- Syncrude : 158 kb/j de PBS et de bitume (157 kb/j et 1 kb/j, respectivement).

Réserves prouvées et probables

- Millennium et North Steepbank : 205 kb/j de PBS.

- Fort Hills : 167 kb/j de PBS et de bitume (13 kb/j et 154 kb/j, respectivement).

- Firebag : 207 kb/j de PBS et de bitume (86 kb/j et 121 kb/j, respectivement).

- Syncrude : 174 kb/j de PBS et de bitume (173 kb/j et 1 kb/j, respectivement).

Contrats à terme de gré à gré

Suncor peut avoir recours à des instruments dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des produits de base. L'utilisation de ces instruments par Suncor est décrite dans les états financiers consolidés audités 2024 et dans le rapport de gestion annuel 2024 connexe.

Situation dans l'industrie

L'industrie du pétrole et du gaz naturel est assujettie à une réglementation rigoureuse imposée par les lois adoptées par divers ordres de gouvernement et, quant à l'exportation et à l'imposition du pétrole et du gaz naturel, par des conventions conclues entre le gouvernement fédéral et les gouvernements provinciaux du Canada, ainsi que les paliers de gouvernement des États-Unis et d'autres territoires étrangers dans lesquels Suncor exerce ses activités. Tous les gouvernements ont la faculté de modifier les lois, et la Société n'est pas en mesure de prévoir quelles autres dispositions ou modifications législatives pourraient être adoptées. Suncor pourrait participer aux consultations gouvernementales concernant les modifications législatives proposées afin de s'assurer que ses intérêts sont reconnus. La description qui suit présente certaines des principales lois et conventions et certains des principaux règlements qui régissent les activités de Suncor.

Redevances

Canada

Le régime de redevances influe considérablement sur la rentabilité de la production de pétrole brut, de LGN et de gaz naturel. Les redevances à la Couronne sont fixées par règlement gouvernemental ou la conclusion d'une entente avec des gouvernements, dans certains cas; elles sont susceptibles d'être modifiées en raison de nombreux facteurs, notamment d'ordre politique.

Les projets de sables pétrolifères sont régis par le régime de redevances du gouvernement de l'Alberta. Aux termes du régime de redevances, les redevances pour les projets de sables pétrolifères sont établies en fonction d'une échelle mobile représentant de 25 % à 40 % des produits nets (la « redevance sur les produits nets » ou « RPN »), sous réserve d'une redevance minimale située dans une fourchette de 1 % à 9 % des produits bruts (la « redevance sur les produits bruts » ou « RPB ») selon le prix du pétrole brut de référence. Un projet régi par le régime de redevances demeure soumis à la redevance minimale (la « phase antérieure au recouvrement ») jusqu'à ce que les produits bruts cumulatifs du projet excèdent ses coûts cumulatifs, y compris une allocation d'investissement annuelle (la « phase postérieure au recouvrement »). Au cours de la phase postérieure au recouvrement, la redevance annuelle versée à la province correspond au montant le plus élevé entre la RPB et la RPN.

En 2024, tous les projets de sables pétrolifères se situaient dans la phase postérieure au recouvrement, sauf Fort Hills, qui se situait dans la phase antérieure au recouvrement. Fort Hills et la mine de base (en raison d'un solde de frais reporté) étaient tous deux au niveau de la RPB, tandis que MacKay River, Firebag et Syncrude en étaient à celui de la RPN.

Les projets de Suncor sur la côte Est sont assujettis à des accords de redevances et à des règlements adoptés par le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. Le régime de redevances en vigueur sur la côte Est comporte une structure à taux progressif allant d'un minimum de 1 % des produits

bruts à un maximum de 42,5 % des produits nets, selon le niveau de rentabilité. Un projet sur la côte Est est assujéti à la redevance minimale (la phase antérieure au recouvrement) jusqu'à ce que les produits bruts cumulatifs du projet excèdent ses coûts cumulatifs, y compris une allocation d'investissement annuelle (la phase postérieure au recouvrement).

En date du 31 décembre 2024, tous les actifs du secteur E et P en production se situaient dans la phase postérieure au recouvrement, alors que Hebron a atteint la phase postérieure au recouvrement au troisième trimestre de 2024. Le calcul des redevances pour Terra Nova et White Rose, en raison d'un solde de frais reporté, a été effectué selon les redevances brutes, tandis que les calculs pour Hebron et Hibernia ont été effectués selon les redevances nettes.

Autres territoires

Pour les activités en Libye, tous les intérêts du gouvernement, exception faite des impôts sur le revenu, sont présentés sous forme de redevances et sont déterminés aux termes de CEPP. Les sommes calculées reflètent la différence entre la participation directe de Suncor et les produits nets attribuables à Suncor.

Régime foncier

Au Canada, le pétrole brut et le gaz naturel appartiennent surtout aux gouvernements provinciaux respectifs, qui accordent des droits d'exploration et de production relatifs au pétrole et au gaz naturel aux termes de baux, de licences et de permis d'une durée variable, selon les conditions énoncées dans les lois provinciales, notamment l'obligation d'effectuer certains travaux ou de faire certains paiements.

Réglementation environnementale

La Société est soumise à des dispositions réglementaires environnementales adoptées en vertu de divers règlements et lois du Canada et des États-Unis, ainsi que d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. Les gouvernements continuent de réviser leurs règlements en matière d'environnement et d'en adopter de nouveaux. Il est impossible de prévoir avec certitude la nature des obligations législatives futures ni l'incidence des modifications apportées à la réglementation sur la Société.

Changements climatiques et émissions de GES

Suncor exerce ses activités dans de nombreux territoires qui réglementent les émissions de GES ou se proposent de le faire. Dans le cadre de sa planification continue des activités, Suncor estime les coûts futurs liés aux émissions de GES dans ses activités et dans l'évaluation de projets futurs. Ces estimations, qui s'appuient sur les perspectives de la Société à l'égard du prix du carbone en vertu des règlements actuels et à venir en matière de GES, évaluent la stratégie commerciale de la Société par rapport à différentes conceptions de politiques.

Les initiatives et règlements environnementaux récents se rapportant aux changements climatiques et aux émissions de GES sont décrits ci-dessous.

Réglementation fédérale canadienne sur les GES et les carburants

La *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* (la « Loi sur la responsabilité en matière de carboneutralité ») encadre l'engagement du Canada à atteindre la carboneutralité des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2050 et oblige le gouvernement fédéral à établir, sur un horizon de dix ans, des objectifs nationaux quinquennaux de réduction des émissions de GES nécessaires en vue d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. Conformément à l'Accord de Paris, dans le cadre du Plan de réduction des émissions pour 2030, le gouvernement du Canada a fixé l'objectif de réduire d'ici 2030 les émissions de GES dans tous les secteurs de l'économie de 40 % à 45 % par rapport aux niveaux de 2005. En décembre 2024, la cible nationale de réduction des émissions de GES d'ici 2035 a été portée de 45 % à 50 % par rapport aux niveaux de 2005. En 2025, le Canada présentera cette cible aux Nations Unies en tant que sa contribution déterminée au niveau national (CDN).

Le *Règlement sur les combustibles propres* (le « RCP ») est entré en vigueur le 1^{er} juillet 2023 et impose des réductions de l'intensité carbone de l'essence et du carburant diesel fournis au Canada. Des crédits aux termes du RCP sont générés par le mélange de carburants produits à partir de matières premières renouvelables réduisant les GES dans les installations liées aux combustibles fossiles et la facilitation du remplacement de carburants pour le transport. Pour les projets d'installations liées aux combustibles fossiles, aucun crédit ne peut être obtenu relativement à des produits exportés depuis le Canada. De plus, des directives publiées en 2024 proposent un ratio de base de 20 % pour le pétrole brut demeurant au Canada qui pourrait être utilisé pour générer des crédits aux installations en amont.

Le *Règlement sur l'électricité propre* (le « REP ») fédéral a été finalisé en décembre 2024 et vise à réduire davantage les émissions de GES associées à la production d'électricité au Canada. Il touche les réseaux d'électricité provinciaux, notamment celui de l'Alberta. Par conséquent, les actifs de cogénération de Suncor qui ont des exportations nettes vers le réseau albertain seront régis par le REP.

Règlements en cours d'élaboration

En plus de la réglementation fédérale actuelle sur les GES et les combustibles, le gouvernement fédéral planche actuellement sur la réglementation suivante en matière de climat.

En novembre 2024, le gouvernement fédéral a publié un projet de règlement (GC1) sur le plafonnement des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier qui prévoit des limites d'émission au moyen d'un système de plafonnement et d'échange. Le plafond des émissions sera de 27 % inférieur à celui des émissions de 2026 pour le secteur. La version définitive du règlement devrait être publiée en 2025.

En vue de stimuler l'investissement dans la décarbonisation, le gouvernement fédéral a mis la touche finale à un crédit

d'impôt à l'investissement pour les capitaux consacrés au captage, à l'utilisation et au stockage du carbone (« CUSC ») en juin 2024. Le crédit d'impôt à l'investissement s'appliquerait aux projets de CUSC qui permettent le stockage permanent du CO₂ capté (sauf directement dans l'air ambiant), notamment le stockage géologique spécifique. De 2022 à 2030, un crédit d'impôt de 50 % au titre de l'investissement dans l'équipement de captage de CO₂ est proposé pour les projets de CUSC et un crédit d'impôt à l'investissement de 37,5 % pour les infrastructures de CUSC. Ces deux taux seront réduits de moitié à compter de 2031. L'incitatif devrait permettre de soutenir la viabilité économique du projet de CUSC.

Réglementation provinciale sur les GES et les carburants

Le gouvernement fédéral exige de l'ensemble des provinces et des territoires qu'ils se dotent d'un prix du carbone, fixé à 80 \$ la tonne de CO₂e en 2024 et haussé de 15 \$ la tonne de CO₂e par année pour atteindre 170 \$ la tonne de CO₂e en 2030. Les provinces et les territoires ont le pouvoir d'adapter leur système de tarification de la pollution par le carbone afin de maintenir leur compétitivité et l'équivalence fédérale.

Alberta

Le *Technology Innovation and Emissions Reduction Regulation* (le « règlement TIER ») est un règlement provincial sur la tarification du carbone pour les grands émetteurs industriels et s'applique aux actifs industriels de Suncor en Alberta. Les installations doivent réduire l'intensité de leurs émissions en regard de leur performance antérieure. Les installations qui dépassent leurs cibles de réduction peuvent générer des crédits de performance en matière d'émissions, alors que les installations qui n'atteignent pas leur cible d'intensité des émissions peuvent respecter leurs obligations de conformité comme suit : i) par l'utilisation de crédits de rendement en matière d'émissions, ii) par l'utilisation de droits compensateurs d'émissions de l'Alberta qui sont générés par des projets ayant réduit leurs émissions de GES et/ou iii) par un paiement dans le fonds TIER. À l'heure actuelle, les centrales de cogénération de la Société obtiennent des crédits de conformité puisqu'elles émettent moins de GES que la norme actuelle pour la production d'électricité.

Le règlement TIER est conçu pour conserver les dispositions équivalentes de la législation fédérale. Le resserrement qui s'applique à la norme est de 2 % par année jusqu'en 2030. Les installations de sables pétrolières sont visées par un resserrement supplémentaire de 2 % pour chacune des années 2029 et 2030.

En avril 2024, le gouvernement de l'Alberta a mis la dernière main au programme *Alberta Carbon Capture Incentive Program* (le « programme ACCIP ») visant à soutenir le développement du CUSC dans la province. Le programme ACCIP accorde une subvention de 12 % pour les dépenses en immobilisations de certains projets de CUSC, rétroactivement au 1^{er} janvier 2022.

Colombie-Britannique

Dans son plan, *Roadmap to 2030*, CleanBC établit une série de mesures permettant à la province d'atteindre son objectif de réduction des émissions d'ici 2030 et finalement son objectif de carboneutralité d'ici 2050. Parmi ces mesures figurent

l'engagement d'augmenter le prix du carbone afin d'atteindre ou de dépasser le seuil fédéral, des exigences accrues en matière de carburant propre et d'efficacité énergétique, une réduction des émissions de méthane du secteur pétrolier et gazier de 75 % d'ici 2030, l'élimination de toutes les émissions industrielles de méthane d'ici 2035, des obligations pour les nouvelles grandes installations industrielles et un soutien à l'innovation dans des domaines comme l'hydrogène à faibles émissions de carbone et la technologie à émissions négatives.

Par la suite, la Colombie-Britannique a mis à jour sa norme sur les carburants à faible émission de carbone (la « norme BC-LCFS ») afin de hausser progressivement la cible de réduction de l'intensité des émissions de carbone pour l'essence et le diesel pour la faire passer de 20 % à 30 % d'ici 2030. De plus, une nouvelle cible de réduction de l'intensité des émissions de carbone de 10 % d'ici 2030 a été introduite pour le carburéacteur.

Terre-Neuve-et-Labrador

Le programme de tarification du carbone de Terre-Neuve-et-Labrador est un système hybride composé de normes de rendement pour les grandes installations industrielles et d'une taxe sur le carbone pour les consommateurs à l'égard des transports, des combustibles des immeubles et des autres combustibles utilisés dans la province. Les normes de rendement pour les grandes installations industrielles sont prescrites par la *Management of Greenhouse Gas Act* et ses règlements connexes, qui s'appliquent à Terra Nova, à Hibernia, à White Rose et à Hebron.

Ontario

Les Normes de rendement à l'égard des émissions de gaz à effet de serre de l'Ontario (les « Normes de rendement ») s'appliquent à la raffinerie de Sarnia et à l'usine d'éthanol de St. Clair de Suncor. Elles les obligent à payer le prix du carbone par tonne de CO₂e d'unités d'émissions excédentaires. Le prix du carbone de l'Ontario est harmonisé avec le prix du carbone fédéral.

Le règlement intitulé *Carburants de transport plus écologiques* oblige les fournisseurs de carburants à mélanger une quantité de plus en plus élevée de contenu renouvelable à l'essence à l'appui de l'objectif du gouvernement provincial de réduire les émissions de GES de 30 % par rapport aux niveaux de 2005 d'ici 2030.

Québec

Le système de plafonnement et d'échange de droits d'émission de GES du Québec s'applique à la raffinerie de Montréal, à l'usine de soufre de Montréal et aux combustibles distribués. Les émetteurs sont tenus de réduire leurs émissions ou d'acheter des droits d'émission admissibles pour couvrir leurs émissions en excédent de leur allocation de droits d'émission. Le plafond sur les émissions de GES et le nombre maximum de droits d'émission sont établis par la province. Les combustibles distribués ne font pas l'objet d'une allocation et doivent couvrir la totalité de leurs émissions au moyen de droits d'émission.

Le *Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel* impose l'intégration d'un volume de contenu à faible intensité carbone de 10 % dans l'essence et de 3 % dans le carburant diesel en 2024, lequel passera à 15 % dans l'essence et de 10 % dans le carburant diesel d'ici 2030.

Réglementation sur les GES des États-Unis

La U.S. Environmental Protection Agency (l'« EPA ») a mis en place une règle obligeant toutes les grandes installations à déclarer leurs émissions de GES. Cette règle s'applique à la raffinerie de Suncor à Commerce City.

L'État du Colorado a adopté un ensemble de dispositions législatives en matière d'énergie et de changements climatiques qui fixent des cibles de réduction des émissions de GES à l'échelle de l'État et qui visent la transformation du réseau électrique pour que toute l'énergie produite soit renouvelable. Ces dispositions législatives nécessitent l'adoption de plusieurs règlements d'application.

La règle intitulée *GHG Emissions and Energy Management for Manufacturing Phase 2* oblige la raffinerie de Commerce City à réduire ses émissions absolues de 1,5 % entre 2024 et 2029 et de 14 % à compter de 2030 par rapport à ses émissions de GES de référence.

Cadres de gestion de l'utilisation des terrains et des ressources naturelles

Gestion de l'utilisation des terrains et des ressources naturelles au Canada

Cadres de réglementation de la gestion de l'utilisation des terrains et de l'eau en Alberta

Le *Lower Athabasca Regional Plan* (« LARP ») traite de la gestion de l'utilisation des terrains dans la région du Lower Athabasca, qui comprend la zone où se trouvent les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor. Les cadres de gestion mis en place aux termes du LARP à ce jour comprennent la gestion de la qualité de l'eau de surface et de sa quantité, la gestion de l'eau souterraine, la gestion de l'air et la gestion des résidus. L'élaboration des cadres réglementaires nécessaires pour assurer le rejet sécuritaire de l'eau de mine traitée par les gouvernements provincial et fédéral est en cours. Ces cadres sont nécessaires pour soutenir les plans de remise en état et de fermeture de Suncor.

Règlements sur la qualité de l'air

Suncor est également assujettie à des politiques et à des règlements sur la qualité de l'air qui imposent souvent une obligation de mise à niveau ou de remplacement de l'équipement, ainsi que des exigences supplémentaires en matière de surveillance et de déclaration. Parmi les règlements sur la qualité de l'air ayant une incidence sur les activités canadiennes de Suncor figurent les exigences de base du gouvernement fédéral en matière d'émissions industrielles, le *Règlement multisectoriel sur les polluants atmosphériques*, les Normes canadiennes de qualité de l'air ambiant, la réglementation sur le méthane et la réglementation sur les composés organiques volatils. Outre la réglementation fédérale, nos sites sont également assujettis à la réglementation provinciale et municipale.

Gestion de l'utilisation des terrains et des ressources naturelles aux États-Unis

Réglementation sur la gestion de l'eau

Le Department of Public Health and Environment du Colorado (CDPHE) a renouvelé le permis d'utilisation de l'eau de la raffinerie de Commerce City de Suncor avec prise d'effet le 1^{er} mai 2024. Le permis impose de nouvelles exigences plus strictes concernant l'eau de rejet provenant des raffineries (eau de traitement et eaux pluviales).

Suncor est d'accord avec certaines parties du nouveau permis, mais a déposé deux contestations juridiques distinctes concernant certains de ses éléments pour marquer son opposition à 11 catégories de conditions pour le nouveau permis, soit une au moyen d'un appel administratif et l'autre devant la cour de l'État du Colorado.

Réglementation sur la qualité de l'air

Les activités de Suncor aux États-Unis sont visées par une réglementation stricte en matière de qualité de l'air, dont le programme fédéral *Title V Air Operating Permit*, les *National Ambient Air Quality Standards*, la *Regional Haze Rule* de l'EPA, les *National Emissions Standards for Hazardous Air Pollutants* et la réglementation étatique sur les polluants atmosphériques.

Remise en état

Le Mine Financial Security Program (le « MFSP ») du gouvernement de l'Alberta explique la responsabilité environnementale associée à la suspension, à l'abandon, à la remise en état et aux travaux de remise en état en surface des mines de sables pétrolifères et des sites des installations.

Le MFSP exige un montant de base de garantie pour chaque projet. D'autres garanties pourraient être nécessaires dans d'autres situations prévues par le MFSP, comme l'omission de se conformer aux plans de remise en état, le non-respect d'un ratio actif/passif déterminé ou lorsque la durée de vie restante estimative relative à la production de la mine atteint certains plateaux; toutefois, à ce jour, Suncor n'a pas été tenue de fournir des garanties supplémentaires. À l'automne 2024, le gouvernement de l'Alberta a fourni les résultats d'un examen mené dans le cadre du MFSP, qui a révisé certaines exigences du MFSP en matière de déclaration de l'information dans le secteur et clarifié les critères d'inclusion des réserves probables ainsi que des réserves in situ et des réserves d'extension minière à intégration thermique. Les révisions s'appliqueront au dépôt de documents dans le cadre du MFSP en 2025 et ne devraient pas obliger Suncor à fournir une garantie supplémentaire.

Aux termes du *Tailings Management Framework* (le « TMF »), des plans de gestion des résidus ont été approuvés par l'Alberta Energy Regulator (AER) pour les mines de Suncor. La mise à jour des plans de gestion des résidus de l'usine de base de Suncor et de Fort Hills a été approuvée en 2023 et en 2024, respectivement. Les mises à jour de ceux des chantiers Aurora North et Mildred Lake de Syncrude et du plan de fermeture de la mine en fin de vie utile ont été soumises à l'AER en 2023, et d'autres mises à jour ont été soumises en 2024. Les plans de fermeture et les plans de gestion des résidus, y compris l'information à jour sur la quantité de résidus, la quantité et la qualité de l'eau, les lacs de kettle et les aires de fermeture, étaient régis par l'AER.

Facteurs de risque

La rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2024 de Suncor, qui est intégrée par renvoi aux présentes et peut être consultée sous le profil de Suncor sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca, contient une analyse des facteurs de risque de Suncor.

Dividendes

Le conseil d'administration a établi une pratique de versement trimestriel des dividendes sur les actions ordinaires de Suncor. Suncor examine sa capacité de verser des dividendes à l'occasion en regard des exigences en vertu de la loi, de la situation financière de la Société, des besoins de financement aux fins de la croissance, des flux de trésorerie et d'autres facteurs. Les dividendes sont payés lorsque le conseil en déclare, sous réserve des lois applicables.

Suncor a versé les dividendes qui suivent à l'égard des actions ordinaires pour les trois derniers exercices clos le 31 décembre :

(\$ par action)	Exercice	T4	T3	T2	T1
2024	2,22	0,57	0,55	0,55	0,55
2023	2,11	0,55	0,52	0,52	0,52
2022	1,88	0,52	0,47	0,47	0,42

Description de la structure du capital

Le capital-actions autorisé de la Société se compose d'un nombre illimité d'actions ordinaires, d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série et appelées actions privilégiées de rang supérieur et d'un nombre illimité d'actions privilégiées pouvant être émises en série appelées actions privilégiées de rang inférieur.

Les porteurs d'actions ordinaires peuvent assister à toutes les assemblées des actionnaires et y voter à raison d'une voix pour chaque action ordinaire qu'ils détiennent. Les porteurs d'actions ordinaires ont le droit de recevoir les dividendes déclarés par le conseil sur les actions ordinaires et de participer à toute répartition de l'actif de la Société entre ces actionnaires aux fins de mettre un terme aux affaires de celle-ci. Les porteurs d'actions ordinaires auront le droit de participer proportionnellement à toutes les distributions sur cet actif.

La Société ne compte aucune action privilégiée en circulation.

Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada

La *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada* exige que les statuts de Suncor comprennent certaines restrictions sur la propriété et l'exercice des droits de vote rattachés aux actions à droit de vote de la Société. Les actions ordinaires de Suncor sont des actions à droit de vote. Conformément à la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, aucune personne, ni aucune personne ayant des liens avec cette personne, ne peut souscrire, transférer à cette personne, détenir, être propriétaire véritable ou contrôler autrement qu'au moyen d'une sûreté seulement, des actions à droit de vote de Suncor auxquelles sont rattachés plus de 20 % des voix rattachées à toutes les actions à droit de vote en circulation de Suncor ou exercer globalement les droits de vote rattachés à un tel nombre de ses actions. Parmi les restrictions supplémentaires, mentionnons les dispositions relatives à la suspension des droits de vote, à la saisie des dividendes, aux interdictions de transferts d'actions, à la vente forcée d'actions et au rachat et à la suspension d'autres droits des actionnaires. Le conseil peut à l'occasion exiger que les porteurs d'actions à droit de vote, les personnes qui souscrivent de telles actions et certaines autres personnes fournissent des déclarations prévues par la loi en ce qui a trait à la propriété d'actions à droit de vote et à certaines autres questions relevant de l'application des restrictions. Il est interdit à Suncor d'accepter des souscriptions à l'égard d'actions à droit de vote, d'émettre de telles actions ou d'enregistrer le transfert de telles actions si cela entraîne une violation des restrictions en matière de propriété individuelle.

Aux termes de la *Loi sur la participation publique au capital de Petro-Canada*, les statuts de Suncor comprennent également des dispositions exigeant que Suncor maintienne son siège social à Calgary, en Alberta; interdisant à Suncor de vendre ou de transférer la totalité ou la quasi-totalité de son actif dans le cadre d'une seule opération ou de plusieurs opérations reliées ou d'autrement disposer de telles actions en faveur d'une personne ou d'un groupe de personnes associées, ou à des non-résidents, sauf au moyen d'une sûreté consentie uniquement en lien avec le financement de Suncor; et exigeant que Suncor fasse en sorte (et adopte, à l'occasion, des politiques décrivant la manière par laquelle Suncor respectera cette exigence) que tout membre du public puisse, dans l'une ou l'autre des langues officielles du Canada (le français ou l'anglais), communiquer avec le siège social de Suncor et obtenir les services disponibles de celui-ci et puisse faire de même pour les autres installations à l'égard desquelles Suncor établit qu'il y a une demande importante de communication ou de fourniture de services dans l'une de ces deux langues.

Notes de crédit

L'information qui suit à l'égard des notes de crédit de la Société est fournie relativement au coût du financement et à la situation de trésorerie de la Société. En particulier, la capacité de la Société d'accéder aux marchés du financement non garanti et à exercer certaines activités de nantissement efficaces dépend principalement du maintien de notes de crédit concurrentielles. Par ailleurs, l'abaissement des notes de crédit de la Société pourrait avoir des effets défavorables sur la capacité de la Société de financer ses projets de croissance ou sur l'accès aux marchés financiers ainsi que sur la capacité de la Société de conclure des opérations sur instruments dérivés ou des opérations de couverture dans le cours normal des activités et sur le coût de ces opérations, et pourrait forcer la Société à fournir des garanties additionnelles dans le cadre de certains contrats.

Le tableau qui suit indique les notes émises pour Suncor par les agences de notation indiquées dans les présentes. Les notes de crédit ne sont pas des recommandations d'acheter, de détenir ou de vendre des titres d'emprunt puisqu'elles ne donnent aucune indication quant au cours des titres ou à leur pertinence pour un investisseur donné. Les notes peuvent ne pas rester en vigueur pour une période donnée ou peuvent être révisées ou retirées entièrement en tout temps par une agence de notation à l'avenir si, de l'avis de celle-ci, les circonstances le justifient.

	Titres de rang supérieur non assortis d'une sûreté	Perspective	Programme de papier commercial canadien	Programme de papier commercial américain
Morningstar DBRS (DBRS)	A (bas)	Stable	R-1 (bas)	Aucune note
Moody's Investors Service (Moody's)	Baa1	Stable	Aucune note	P-2
Fitch Ratings (Fitch)	BBB+	Stable	Aucune note	F-1

Les notes de crédit de DBRS pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de AAA à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note A de DBRS vient au troisième rang des 10 catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit, avec une importante capacité de paiement des obligations financières, mais ayant une qualité de crédit moindre qu'une note AA. Les entités dans la catégorie A peuvent être vulnérables à des événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Toutes les catégories de notation à l'exception des catégories AAA et D comportent également des désignations (élevé) et (bas). L'attribution de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) au sein d'une catégorie de notation indique la position relative au sein de cette catégorie. L'absence de la désignation (élevé) ou de la désignation (bas) indique que la note se situe au centre de la catégorie. Les tendances de notation donnent des indications sur l'opinion de DBRS à l'égard de la perspective de la note en question. Les tendances de notation comportent trois catégories, soit « positive », « stable » ou « négative ». La tendance de notation indique l'opinion de DBRS sur la direction que prendra la note si les circonstances demeurent les mêmes ou, dans certains cas, si certaines questions ne sont pas réglées. Les notes de crédit de DBRS pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de R-1 (élevé) à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note de R-1 (faible) de DBRS vient au troisième rang des 10 catégories de notation et est attribuée aux titres d'emprunt considérés comme ayant une bonne qualité de crédit. La capacité de paiement des obligations financières à court terme au moment de l'exigibilité de celles-ci est importante, et la qualité globale n'est pas aussi favorable que pour les catégories de notation plus élevées. Les entités de cette catégorie peuvent être vulnérables aux événements futurs, mais les facteurs négatifs admissibles sont considérés comme gérables. Les catégories de papier commercial R-1 et R-2 sont assorties des désignations (élevé), (moyen) et (faible).

Les notes de crédit de Moody's pour la dette à long terme se situent sur une échelle de notation allant de Aaa à C, soit de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. La note Baa de Moody's vient au quatrième rang des neuf catégories de notation. Les obligations ayant reçu la note Baa sont considérées comme de qualité moyenne et assujetties à un risque de crédit modéré et, à ce titre, peuvent comporter certaines caractéristiques de spéculation. Pour les catégories de notation Aa à Caa, Moody's ajoute les indicateurs numériques 1, 2 ou 3 à chaque catégorie de notation générique. L'indicateur 1 indique que l'obligation se situe à l'extrémité supérieure de sa catégorie de notation générique, l'indicateur 2, une note médiane et l'indicateur 3, une note qui se situe à l'extrémité inférieure de cette catégorie de notation générique. La mention, par Moody's, d'une perspective est une indication de la direction probable que suivra une note à moyen terme. Les perspectives concernant les notes se répartissent en quatre catégories, soit « positive »,

« négative », « stable » et « évolutive ». Une perspective stable indique une faible probabilité que la note soit révisée à moyen terme. La note P-2 de Moody's pour le papier commercial vient au deuxième rang des quatre catégories de notation et indique une forte capacité à rembourser les obligations à court terme.

Les notes de crédit à long terme de Fitch se situent sur une échelle de notation allant de AAA à BBB (note de première qualité) et de BB à D (note de qualité inférieure), ce qui représente la gamme des notes de la meilleure à la pire qualité des titres évalués. Les termes « première qualité » et « qualité inférieure » sont des conventions du marché et ne sous-entendent pas une recommandation ni une approbation à l'égard d'un titre en particulier à des fins d'investissement. La note BBB+ arrive au quatrième rang des 11 catégories de notation et indique que les attentes à l'égard du risque de défaut sont actuellement faibles. La capacité de paiement des engagements financiers est considérée comme adéquate, mais il est plus probable qu'une conjoncture commerciale ou économique défavorable réduise cette capacité. Les indicateurs « + » ou « - » peuvent être ajoutés à une note pour indiquer sa position relative à l'intérieur d'une grande catégorie de notation. Les perspectives de notation de Fitch indiquent l'évolution probable d'une note sur une période de un à deux ans et se répartissent en quatre catégories : « positive », « négative », « stable » ou « évolutive ». Elles reflètent des tendances, notamment financières, qui ne se sont pas encore confirmées ou maintenues à un point tel qu'elles entraîneraient une modification de la note, mais qui pourraient le faire si elles se poursuivent. Une perspective positive ou négative ne signifie pas que la modification de la note est inévitable, tout comme une note avec une perspective stable peut être haussée ou abaissée sans révision préalable de la perspective. Lorsque la tendance fondamentale comporte à la fois des éléments positifs et négatifs forts et conflictuels, la perspective peut être désignée comme évolutive. Une perspective stable indique qu'il est peu probable que la note change sur une période de un à deux ans. Une note d'émetteur ou d'obligation à court terme est fondée dans tous les cas sur la vulnérabilité à court terme au risque de défaillance de l'entité notée et se rapporte à la capacité de l'entité de s'acquitter de ses obligations financières conformément aux documents régissant l'obligation pertinente. La note F-1 attribuée au papier commercial est la plus élevée des sept catégories de notation des émetteurs de titres d'emprunt à court terme. Les émetteurs ayant reçu la note F-1 ont une meilleure capacité de paiement en temps opportun de leurs engagements financiers que les autres émetteurs ou obligations du même pays. Lorsque le profil de liquidité est particulièrement solide, l'indicateur « + » est ajouté à la note attribuée.

Suncor a versé à DBRS, à Moody's et à Fitch leurs honoraires usuels liés à l'attribution des notes qui précèdent. Au cours des deux dernières années, Suncor n'a pas versé de sommes à DBRS, à Moody's ou à Fitch pour des services non liés à l'attribution de ces notes.

Marché pour la négociation des titres

Les actions ordinaires de Suncor sont inscrites à la cote de la TSX et de la NYSE. Les cours extrêmes des actions ordinaires et le volume de négociation de celles-ci à la TSX en 2024 sont les suivants :

Mois	Fourchette des cours (\$ CA)		Volume des opérations (en milliers)
	Haut	Bas	
Janvier	45,79	41,88	89 770
Février	46,84	42,43	215 696
Mars	50,11	46,06	247 992
Avril	54,25	49,81	94 015
Mai	56,69	51,34	214 070
Juin	55,59	49,73	207 118
Juillet	55,16	50,92	89 744
Août	57,32	49,61	199 381
Septembre	53,97	48,41	230 578
Octobre	55,86	49,47	87 508
Novembre	58,28	52,18	187 967
Décembre	55,86	49,47	204 571

Pour obtenir des renseignements à l'égard des options d'achat d'actions ordinaires de Suncor et des actions ordinaires émises à l'exercice des options, voir la note 26 des états financiers consolidés audités 2024, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle et qui peuvent être consultés sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

Administrateurs et membres de la haute direction

Administrateurs

Le tableau qui suit présente les administrateurs de Suncor. Le mandat de chaque administrateur débute à la date de l'assemblée à laquelle il a été élu ou nommé et prend fin à l'assemblée annuelle des actionnaires ou à la date à laquelle son successeur est élu ou nommé.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Ian R. Ashby ¹⁾⁴⁾ Queensland (Australie)	Administrateur depuis 2022 Indépendant	Ian Ashby est l'ancien président du groupe sectoriel de la clientèle du minerai de fer de BHP Billiton. M. Ashby compte près de 40 ans d'expérience dans le secteur minier. Au cours de sa carrière de 25 ans chez BHP Billiton, il a occupé une grande variété de postes au sein de ses entreprises de minerai de fer, de métaux communs et d'or en Australie, aux États-Unis et au Chili, ainsi que des postes liés à des projets au siège social, et il dirigeait en dernier lieu son entreprise de minerai de fer. Depuis qu'il a quitté BHP Billiton en 2012, M. Ashby a occupé divers postes de conseiller et d'administrateur auprès d'autres organisations minières et connexes. Il siège actuellement à titre d'administrateur indépendant au conseil d'Anglo American plc. Il a siégé aux conseils d'IAMGOLD Corporation, de New World Resources PLC, de Genco Shipping & Trading, de Nevsun Resources Ltd. et d'Alderon Iron Ore Corp. Il a également agi à titre de conseiller auprès d'Apollo Global Management et de Temasek. M. Ashby est titulaire d'un baccalauréat en génie (mines) de la University of Melbourne, en Australie.
Patricia M. Bedient ²⁾³⁾ Washington (États-Unis)	Administratrice depuis 2016 Indépendante	Patricia Bedient a pris sa retraite à titre de vice-présidente directrice de Weyerhaeuser Company (« Weyerhaeuser »), l'une des plus grandes sociétés de produits forestiers intégrées du monde, en date du 1 ^{er} juillet 2016. De 2007 à février 2016, elle occupait également auprès de Weyerhaeuser le poste de chef des finances. Auparavant, elle a occupé divers postes de direction dans les domaines des finances et de la planification stratégique chez Weyerhaeuser après être entrée au service de cette société en 2003. Avant de se joindre à Weyerhaeuser, elle a travaillé pendant 27 ans chez Arthur Andersen LLP, où elle a assumé en dernier lieu les fonctions d'associée directrice pour le bureau de Seattle et d'associée responsable des activités relatives aux produits forestiers de la société. M ^{me} Bedient siège au conseil d'administration d'Alaska Air Group, Inc. et de Park Hotels and Resorts Inc., en plus de siéger au conseil des fiduciaires de l'Oregon State University Foundation, au conseil d'administration du Overlake Medical Center et au conseil consultatif de la Foster School of Business de la University of Washington. Elle a acquis une notoriété nationale en 2012 lorsque <i>The Wall Street Journal</i> l'a nommée parmi les 25 meilleurs chefs des finances aux États-Unis. Elle est membre de l'American Institute of CPAs et de la Washington Society of CPAs. La National Association of Corporate Directors lui a décerné une certification en surveillance des risques liés à cybersécurité. M ^{me} Bedient a obtenu un baccalauréat en administration des affaires avec concentration en finance et comptabilité de l'Oregon State University.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Russell Girling Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2021 Indépendant	Russell (Russ) K. Girling a été président et chef de la direction de TransCanada Pipelines Limited et de Corporation TC Énergie (« TC Énergie »), société d'infrastructures énergétiques nord-américaine, de 2010 jusqu'à son départ à la retraite le 31 décembre 2020. M. Girling s'est joint à TC Énergie en 1994 et a gravi les échelons de la haute direction au cours de ses 26 années au sein de la société, dont sept à titre de chef des finances. Avant de se joindre à TC Énergie en 1994, il a travaillé chez Suncor, Northridge Energy Marketing et Dome Petroleum. M. Girling est membre et président du conseil d'administration de Nutrien Ltd. Jusqu'au 31 décembre 2020, il a été membre du National Petroleum Council des États-Unis et de la Business Roundtable des États-Unis et administrateur de l'American Petroleum Institute, du Conseil canadien des affaires et du Business Council of Alberta. M. Girling a terminé le programme de formation de l'Institut des administrateurs de sociétés et est titulaire d'un baccalauréat en commerce ainsi que d'une maîtrise en administration des affaires (finance) de l'Université de Calgary.
Jean Paul Gladu ³⁾⁴⁾ Ontario (Canada)	Administrateur depuis 2020 Indépendant	Jean Paul (JP) Gladu est actuellement dirigeant de Mokwateh et a auparavant été président et chef de la direction du Conseil canadien pour le commerce autochtone pendant environ huit ans. Il possède plus de 30 ans d'expérience dans le secteur des ressources naturelles et a travaillé notamment avec des communautés et des organisations autochtones, des organismes environnementaux non gouvernementaux, des participants du secteur et des gouvernements dans l'ensemble du Canada et partout dans le monde. M. Gladu siège au conseil de l'Institut des administrateurs de sociétés et au groupe de discussion Forum on Corporate Responsibility de BHP. Il est titulaire d'un diplôme en techniques forestières du Sault College, d'un programme de premier cycle en foresterie de la Northern Arizona University et d'un MBA pour cadres de la Queen's University, il a obtenu le titre IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés par l'entremise du programme de formation des administrateurs de la Rotman School of Management et la Carleton University lui a décerné un doctorat honorifique en droit en 2024. Il est <i>senior fellow</i> de l'Institut Macdonald-Laurier et il a été chancelier du St. Paul's University College de Waterloo de 2017 à 2020. Ses réalisations ont été soulignées par le Forum des politiques publiques, qui lui a décerné un prix d'honneur en 2024. Il habite dans sa communauté de la Première Nation Bingwi Neyaashi Anishinaabek, située en Ontario.
Richard M. Kruger Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2023 Non indépendant, membre de la direction	Richard M. Kruger est président et chef de la direction de Suncor. Il compte plus de 40 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie et jouit notamment d'une vaste expérience dans le secteur canadien des sables pétrolifères. M. Kruger a été président du conseil, président et chef de la direction de la Compagnie pétrolière Impériale Ltée de 2013 jusqu'à son départ à la retraite en décembre 2019. Il a travaillé pour Exxon Mobil Corporation et les sociétés qu'elle a remplacées depuis 1981 dans le cadre de diverses affectations en amont et en aval au Canada, aux États-Unis, dans l'ancienne Union soviétique, au Moyen-Orient, en Afrique et en Asie du Sud-Est. M. Kruger a été vice-président d'Exxon Mobil et président d'ExxonMobil Production Company, division d'Exxon Mobil Corporation, où il était responsable des activités mondiales de production de pétrole et de gaz d'ExxonMobil. Il est titulaire d'un diplôme en génie mécanique de la University of Minnesota et d'un MBA de la University of Houston.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Brian MacDonald ³⁾⁴⁾ Floride (États-Unis)	Administrateur depuis 2018 Indépendant	Brian MacDonald est président et chef de la direction, et administrateur de CDK Global, Inc., fournisseur mondial de premier plan de solutions intégrées de technologie de l'information et de marketing numérique pour le commerce de détail automobile et les secteurs connexes. Avant de se joindre à CDK Global, M. MacDonald a été chef de la direction et président de Hertz Equipment Rental Corporation et chef de la direction intérimaire de Hertz Corporation. Il était auparavant président et chef de la direction d'ETP Holdco Corporation, entité formée à la suite de l'acquisition par Energy Transfer Partners de Sunoco Inc., dont M. MacDonald était président du conseil, président et chef de la direction. Il a été chef des finances de Sunoco Inc. et a occupé des postes de direction financière chez Dell Inc. Avant d'entrer au service de Dell Inc., M. MacDonald a occupé pendant plus de 13 ans plusieurs postes de direction financière chez General Motors Corporation en Amérique du Nord, en Asie et en Europe. Auparavant, il a siégé au conseil d'administration de Computer Sciences Corporation (maintenant DXC Technology Company), d'Ally Financial Inc., de Sunoco Inc. et de Sunoco Logistics L.P. M. MacDonald est titulaire d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université McGill et d'un baccalauréat ès sciences de l'Université Mount Allison.
Lorraine Mitchelmore ¹⁾²⁾ Alberta (Canada)	Administratrice depuis 2019 Indépendante	Lorraine Mitchelmore compte plus de 30 années d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier à l'échelle internationale. Jusqu'à tout récemment, elle était présidente et chef de la direction d'Enlighten Innovations Inc., société de technologies de valorisation du carburant. Avant de se joindre à Enlighten Innovations, elle a occupé des postes de direction à responsabilités ascendantes chez Royal Dutch Shell. M ^{me} Mitchelmore est entrée au service de Shell en 2002 et elle est devenue présidente et présidente du conseil pour le Canada de Shell Canada Limitée en 2009, en plus d'occuper le poste de vice-présidente directrice, Pétrole lourd pour les Amériques. Avant de se joindre à Shell, elle a travaillé chez Petro-Canada (maintenant Suncor), Chevron et BHP Petroleum dans des unités d'exploitation en amont et a occupé des postes dans les domaines technique et commercial, et de l'exploration et de la mise en valeur. M ^{me} Mitchelmore est administratrice de la Banque de Montréal et de Cheniere Energy Inc. et a siégé aux conseils d'Alberta Investment Management Corporation, de Shell Canada Limitée et de Corporation Trans Mountain ainsi qu'au conseil consultatif canadien de Catalyst, Inc. Elle est titulaire d'un baccalauréat ès sciences (avec spécialisation) en géophysique de la Memorial University de Terre-Neuve, d'une maîtrise ès sciences en géophysique de la University of Melbourne, en Australie, ainsi que d'un MBA avec distinction de la Kingston Business School à Londres, en Angleterre.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Jane Peverett ²⁾³⁾ Colombie-Britannique (Canada)	Administratrice depuis 2023 Indépendante	Jane Peverett compte plus de 25 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie, principalement dans le domaine des services publics. En 2009, elle a quitté ses fonctions de présidente et chef de la direction de la British Columbia Transmission Corporation (la « BCTC »), ayant auparavant été chef des finances de la BCTC de 2003 à 2005. Avant de se joindre à la BCTC, M ^{me} Peverett a gravi les échelons dans des fonctions d'affaires financières et réglementaires chez Westcoast Energy Inc. jusqu'à sa nomination en 2001 au poste de présidente et chef de la direction d'Union Gas Limited. Administratrice de sociétés professionnelle depuis 2009, M ^{me} Peverett a siégé aux conseils de nombreuses sociétés des secteurs de l'énergie, des banques, de l'assurance, du transport, des services publics et des médias au Canada et aux États-Unis. Elle siège actuellement aux conseils de Canadien Pacifique Kansas City Limitée, de Northwest Natural Holding Company et de Capital Power Corporation. Elle est également présidente du Groupe CSA (auparavant, l'Association canadienne de normalisation). M ^{me} Peverett est titulaire d'un baccalauréat en commerce de l'Université McMaster et d'une maîtrise en administration des affaires de l'Université Queen's et est comptable en management accréditée. Elle est Fellow de la Société des comptables en management et a obtenu le titre IAS.A de l'Institut des administrateurs de sociétés.
Daniel Romasko ¹⁾²⁾ Texas (États-Unis)	Administrateur depuis 2023 Indépendant	Dan Romasko compte plus de 30 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie. Dernièrement, il était président et chef de la direction d'Enlighten Innovations Inc., société de technologies de valorisation du carburant. M. Romasko est administrateur d'Enlighten Innovations Inc. De 2014 à 2018, il a été président et chef de la direction de Motiva Enterprises LLC, important raffineur, distributeur et négociant de carburants de transport et d'huiles de base lubrifiantes dans les régions de l'Est, du Sud et de la côte du golfe du Mexique aux États-Unis. Auparavant, il était vice-président directeur de l'exploitation de Tesoro et, avant d'occuper ce poste, il a été directeur général de Fort Hills et vice-président, Compétences techniques de Petro-Canada/Suncor Énergie Inc. M. Romasko a commencé sa carrière chez ConocoPhillips et a occupé divers postes de direction de plus en plus importants dans le secteur intermédiaire, en approvisionnement et commerce, en produits spécialisés mondiaux et en raffinage. M. Romasko est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Montana State University.
Christopher R. Seasons ¹⁾⁴⁾ Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2022 Indépendant	Christopher R. Seasons est un ingénieur comptant plus de 30 ans d'expérience nationale et internationale dans le secteur pétrolier et gazier en amont. Il est actuellement associé au sein d'ARC Financial Corporation, société de capital-investissement axée sur l'énergie, et siège aux conseils de Longshore Resources Ltd. et de Petronas Energy Canada Ltd. De 2004 jusqu'à son départ à la retraite en juin 2014, il a été président de Devon Canada Corporation, filiale de la société de l'Oklahoma Devon Energy Corporation. M. Seasons est engagé depuis longtemps dans la vie communautaire de Calgary auprès de plusieurs organismes sans but lucratif, notamment l'Association canadienne des producteurs pétroliers (dont il était auparavant président du conseil et chef de nombreux comités), l'Alberta Children's Hospital Foundation (dont il était auparavant président du conseil) et l'organisme Centraide pour la région de Calgary (dont il a déjà coprésidé la campagne annuelle et a été membre du conseil). M. Seasons est titulaire d'un baccalauréat ès sciences en génie chimique de la Queen's University.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
M. Jacqueline Sheppard ³⁾⁴⁾ Alberta (Canada)	Administratrice depuis 2022 Indépendante	M. Jacqueline Sheppard a occupé plusieurs postes de direction dans le secteur de l'énergie et d'administratrice de sociétés ouvertes et privées et de sociétés d'État. M ^{me} Sheppard est l'ancienne vice-présidente directrice, Affaires internes et juridiques de la Société d'énergie Talisman Inc., où elle était responsable des affaires juridiques, de l'expansion des affaires, des grands projets, des communications d'entreprise, des relations avec les investisseurs, de la responsabilité d'entreprise et des affaires gouvernementales. M ^{me} Sheppard est membre du conseil d'Emera Inc., dont elle a été présidente pendant plus de 10 ans, et siège au conseil d'ARC Resources Ltd. Elle a également été fondatrice et administratrice principale de Black Swan Energy Inc., société d'énergie en amont de l'Alberta qui a été financée par du capital-investissement et vendue à Tourmaline Oil Corp., et administratrice d'Alberta Investment Management Corporation, de Pacific Northwest LNG Ltd., de Seven Generations Energy Ltd. et de Cairn Energy PLC. M ^{me} Sheppard a été nommée au palmarès des 100 femmes les plus influentes du Canada par le Réseau des femmes exécutives et le <i>National Post</i> de 2002 à 2007. En reconnaissance de son mérite exceptionnel et de son intégrité dans la profession juridique, elle a reçu le titre de conseillère du Roi en 2008. M ^{me} Sheppard est <i>fellow</i> de l'Institut des administrateurs de sociétés, grande distinction pour les administrateurs au Canada. M ^{me} Sheppard est titulaire d'un baccalauréat ès arts de l'Université Memorial de Terre-Neuve, récipiendaire d'une bourse Rhodes et titulaire d'un baccalauréat spécialisé en jurisprudence, d'un baccalauréat ès arts et d'une maîtrise ès arts de la Oxford University. Elle a également obtenu un baccalauréat en droit (avec distinction) de l'Université McGill et un doctorat honorifique en droit de l'Université Memorial de Terre-Neuve.

1) Comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable.

2) Comité d'audit.

3) Comité de la gouvernance.

4) Comité des ressources humaines et de la rémunération.

Membres de la haute direction

Le tableau qui suit présente les membres de la haute direction de Suncor :

Nom et lieu de résidence	Poste	Occupation principale au cours des cinq dernières années
Richard M. Kruger Alberta (Canada)	Président et chef de la direction	Il a été nommé chef de la direction de Suncor en avril 2023. Auparavant, il a été président du conseil, président et chef de la direction de la Compagnie pétrolière Impériale Ltée de 2013 jusqu'à son départ à la retraite en 2019.
Kris Smith Alberta (Canada)	Chef des finances	Il a été nommé chef des finances de Suncor le 9 mai 2023. Auparavant, il a été chef de la direction intérimaire de juillet 2022 à avril 2023 et vice-président directeur, Aval de septembre 2013 à juillet 2022.
Adam Albeldawi Alberta (Canada)	Chef des ressources humaines	Il a été nommé chef des ressources humaines de Suncor le 15 octobre 2024. Auparavant, il a été vice-président, Activités In situ de novembre 2021 à octobre 2024, directeur général, Transformation de la chaîne de valeur de janvier 2020 à novembre 2021 et directeur de la planification de Syncrude de septembre 2019 à janvier 2020.
Kent Ferguson Alberta (Canada)	Vice-président principal, Stratégie, développement durable et développement de l'entreprise	Il a été nommé vice-président principal, Stratégie, développement durable et développement de l'entreprise de Suncor le 29 janvier 2024. Auparavant, il a été directeur général et cochef, Énergie mondiale de RBC Dominion valeurs mobilières Inc. de septembre 2019 à janvier 2024.
Troy Little Alberta (Canada)	Vice-président principal, Affaires externes	Il a été nommé vice-président principal, Affaires externes de Suncor le 28 octobre 2024. Auparavant, il a été vice-président, Relations avec les investisseurs de septembre 2022 à octobre 2024 et chef des finances/conseiller d'une société privée de décembre 2019 à juillet 2022.
Jacqueline Moore Alberta (Canada)	Avocate générale et secrétaire générale	Elle a été nommée avocate générale et secrétaire générale le 1 ^{er} février 2023. Auparavant, elle a été vice-présidente, Affaires juridiques de septembre 2022 à février 2023, vice-présidente, Relations externes de juillet 2021 à septembre 2022, vice-présidente, Relations gouvernementales de février 2020 à juillet 2021 et vice-présidente, Contentieux d'avril 2011 à février 2020.
Dave Oldreive Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Aval	Il a été nommé vice-président directeur, Aval le 19 juin 2023. Auparavant, il a été directeur d'une raffinerie d'ExxonMobil Corporation de février 2021 à juin 2023 et directeur d'une raffinerie de la Compagnie pétrolière Impériale Ltée de juillet 2016 à janvier 2021.
Shelley Powell Alberta (Canada)	Vice-présidente principale, Amélioration opérationnelle et services de soutien	Elle a été nommée vice-présidente principale, Amélioration opérationnelle et services de soutien le 14 août 2023. Auparavant, elle a été vice-présidente principale, In situ et Exploration et production de septembre 2021 à août 2023 et vice-présidente principale, usine de base des sables pétrolifères de mai 2017 à août 2021.
Peter Zebedee Alberta (Canada)	Vice-président directeur, Sables bitumineux	Il a été nommé vice-président directeur, Sables bitumineux le 14 août 2023. Auparavant, il a été vice-président directeur, Exploitation minière et valorisation d'avril 2022 à août 2023, chef de la direction de LNG Canada de juillet 2019 à mars 2022 et vice-président, Fabrication au Canada et directeur général, Scotford chez Shell Canada de décembre 2018 à juin 2019.

Au 25 février 2025, les administrateurs et les membres de la haute direction de Suncor avaient, collectivement, la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de 357 410 actions ordinaires de Suncor, ce qui représente 0,03 % des actions ordinaires en circulation de Suncor.

Compte tenu des unités d'actions différées, au 25 février 2025, les administrateurs et les membres de la haute direction de Suncor étaient propriétaires de 909 707 actions ordinaires et unités de Suncor au total (les

unités d'actions différées étant incluses aux fins des cibles de propriété d'actions).

Faillites

En date des présentes, aucun administrateur ou membre de la haute direction de Suncor, ni aucune de leurs sociétés de portefeuille respectives, ni aucun actionnaire détenant un nombre suffisant de titres pour avoir une incidence importante sur le contrôle de Suncor :

- a) n'est ou n'a été, au cours des 10 dernières années, administrateur ou membre de la direction d'une société (y compris Suncor) qui, pendant que cette personne exerçait de telles fonctions ou dans un délai de un an après que cette personne a cessé d'exercer de telles fonctions, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité, a été poursuivie par ses créanciers, a conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre-gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses actifs, à l'exception de M. Gladu, qui était dirigeant de A2A Rail, laquelle a demandé la protection contre ses créanciers en vertu de la législation canadienne en matière d'insolvabilité le 18 juin 2021.

M. Gladu a cessé d'être dirigeant de A2A Rail le 2 juin 2021;

- b) au cours des 10 dernières années, a fait faillite, a fait une proposition concordataire en vertu de la législation sur la faillite ou l'insolvabilité ou a été poursuivie par ses créanciers, conclu un arrangement ou une transaction avec eux, intenté des poursuites contre eux, pris des dispositions ou fait des démarches en vue de conclure un arrangement ou une transaction avec eux, ou a vu un séquestre, un séquestre gérant ou un syndic de faillite nommé pour détenir ses actifs.

Conflits d'intérêts

Les administrateurs et les dirigeants de Suncor peuvent être administrateurs ou dirigeants d'entités qui font concurrence à Suncor ou à certaines entités dans lesquelles Suncor détient une participation ou qui sont des clients ou des fournisseurs de Suncor ou de ces entités. Par conséquent, ces administrateurs ou dirigeants pourraient se trouver en situation de conflits d'intérêts dans l'exercice de leurs fonctions à l'égard de Suncor. Les administrateurs et les dirigeants de Suncor doivent déclarer l'existence de conflits éventuels conformément aux politiques de Suncor et à la LCSA.

Renseignements sur le comité d'audit

Le mandat du comité d'audit est reproduit à l'annexe A de la présente notice annuelle.

Composition du comité d'audit

Au 31 décembre 2024, le comité d'audit était composé de M^{me} Bedient (présidente), de M^{me} Mitchelmore, de M^{me} Peverett et de M. Romasko. Tous les membres sont indépendants et possèdent des compétences financières. La formation et l'expérience de chaque membre ayant servi à établir leurs compétences financières sont décrites à la rubrique « Administrateurs et membres de la haute direction » de la présente notice annuelle.

Aux fins des nominations au comité d'audit de la Société et en plus des exigences en matière d'indépendance, tous les administrateurs dont la candidature a été soumise en vue de leur nomination au comité d'audit doivent posséder les compétences financières indiquées par le conseil. De plus, au moins un administrateur dont la candidature est ainsi soumise doit répondre aux exigences requises pour être un expert financier du comité d'audit (défini ci-après) comme le détermine le conseil d'administration. Les experts financiers du comité d'audit sont M^{me} Bedient et M^{me} Peverett.

Expert financier du comité d'audit

Un « expert financier du comité d'audit » s'entend d'une personne qui, de l'avis du conseil d'administration :

- comprend les principes comptables généralement reconnus du Canada et les états financiers;
- est capable d'évaluer la portée générale de ces principes dans le cadre de la comptabilisation des estimations, des produits à recevoir, des charges à payer et des réserves;
- a de l'expérience dans la préparation, l'audit, l'analyse ou l'évaluation d'états financiers qui présentent des questions comptables d'une ampleur et d'un degré de complexité comparables, dans l'ensemble, à celles dont on peut raisonnablement croire qu'elles seront soulevées au moment de la lecture des états financiers de Suncor ou qui a de l'expérience dans la supervision active d'une ou de plusieurs personnes physiques exerçant ces activités;
- comprend les contrôles et procédures internes de présentation de l'information financière;
- comprend les fonctions du comité d'audit.

La personne doit avoir acquis les aptitudes mentionnées aux points a) à e) ci-dessus, inclusivement, sous la forme :

- de formation et d'expérience à titre de cadre financier principal, d'agent comptable principal, de contrôleur, d'expert-comptable ou d'auditeur ou d'expérience dans un ou plusieurs postes qui nécessitent l'exécution de fonctions similaires;
- d'expérience de supervision active d'un cadre financier principal, d'un agent comptable principal, d'un contrôleur,

d'un expert-comptable, d'un auditeur ou d'une personne exécutant des fonctions similaires;

- d'expérience de supervision ou d'évaluation de sociétés ou d'experts comptables quant à la préparation, à l'audit ou à l'évaluation d'états financiers;
- d'une autre expérience pertinente.

Politique du comité d'audit sur l'approbation préalable des services non liés à l'audit

Le comité d'audit de Suncor s'est penché sur la question de savoir si la prestation de services non liés à l'audit est compatible avec le maintien de l'indépendance des auditeurs de la Société et s'est doté d'une politique concernant la prestation de tels services. La politique de la Société sur l'approbation par le comité d'audit des honoraires versés aux auditeurs de la Société, conformément à la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et aux lois sur les valeurs mobilières canadiennes applicables, est reproduite à l'annexe B de la présente notice annuelle.

Honoraires versés aux auditeurs

Le tableau qui suit présente les honoraires payés ou payables aux auditeurs de la Société, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L. (Calgary, Canada), en 2024 et en 2023 :

(milliers de dollars)	2024	2023
Honoraires d'audit ¹⁾	10 842	11 923
Honoraires pour services liés à l'audit	331	615
Autres honoraires	570	441
Total	11 743	12 979

1) Les honoraires d'audit de 2024 comprennent des charges liées à l'audit de 2023 et à la transition vers la planification des ressources d'entreprise.

Des honoraires d'audit ont été payés, ou sont payables, pour les services professionnels rendus par les auditeurs pour l'audit des états financiers annuels de Suncor, l'examen des états financiers trimestriels ou les services fournis dans le cadre de dépôts ou de missions prévus par la loi ou la réglementation. Des honoraires pour services liés à l'audit ont été payés relativement à des services professionnels rendus par les auditeurs dans le cadre d'audits des régimes d'avantages des employés et de certains audits à mission particulière non exigés par la loi ou la réglementation. Les honoraires regroupés en regard de la rubrique « Autres honoraires » se rapportent principalement à des services-conseils en matière d'ESG, à la traduction de documents vers le français et à d'autres services variés qui ne sont pas visés par les honoraires d'audit ou les honoraires pour services liés à l'audit. Tous les services décrits en regard des rubriques « Honoraires d'audit », « Honoraires pour services liés à l'audit » et « Autres honoraires » ont été approuvés par le comité d'audit.

Poursuites et mesures de réglementation

Aucune poursuite à l'égard de laquelle Suncor est ou était partie, ou qui met ou mettait en cause les biens de la Société, n'est en cours durant l'exercice clos le 31 décembre 2024 et, à la connaissance de la Société, aucune action en dommages-intérêts de ce type dont le montant réclamé représente plus de 10 % de l'actif actuel de la Société n'est en cours. En outre, a) aucune amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou par une autorité en valeurs mobilières au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024, b) aucune autre amende ou sanction n'a été imposée à la Société par un tribunal ou par un organisme de réglementation et qui serait vraisemblablement considérée comme importante par un investisseur raisonnable ayant à prendre une décision en matière de placement ou c) aucun règlement amiable n'a été conclu par la Société devant un tribunal en vertu de la législation en valeurs mobilières ou avec un organisme de réglementation au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes

Aucun administrateur, aucun membre de la haute direction ni aucun membre de leur groupe ou personne ayant des liens avec eux, n'a ou n'a eu d'intérêt important, direct ou indirect, dans une opération ou une opération projetée, qui a eu, ou dont on peut raisonnablement s'attendre à ce qu'elle aura, une incidence importante sur Suncor au cours des trois derniers exercices ou au cours de l'exercice en cours.

Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres

L'agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres des actions ordinaires de Suncor est Société de fiducie Computershare du Canada, à ses bureaux principaux de Calgary (Alberta), de Montréal (Québec), de Toronto (Ontario) et de Vancouver (Colombie-Britannique), et Computershare Trust Company N.A. à Canton (Massachusetts), à Jersey City (New Jersey) et à Louisville (Kentucky).

Contrats importants

Au cours de l'exercice terminé le 31 décembre 2024, Suncor n'a conclu aucun contrat ayant des répercussions importantes sur les activités de la Société et aucun contrat de ce type n'est encore en vigueur, à l'exception des contrats conclus dans le cours normal des activités, et qui n'ont pas à être déposés en vertu de l'article 12.2 du *Règlement 51-102 sur les obligations d'information continue*.

Intérêts des experts

Les réserves figurant dans la présente notice annuelle sont fondées en partie sur des rapports préparés par GLJ, évaluateur de réserves qualifié indépendant de Suncor. À la date des présentes, aucun des associés, employés ou consultants de GLJ, en tant que groupe, par l'entremise d'une participation inscrite ou véritable, directe ou indirecte, ne détient ni n'a le droit de recevoir plus de 1 % d'une catégorie quelconque des titres en circulation de Suncor, y compris les titres des membres du même groupe que la Société et des personnes ayant des liens avec elle.

Les auditeurs indépendants de la Société sont KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comptables professionnels agréés (« KPMG »). KPMG ont confirmé qu'ils sont indépendants par rapport à la Société au sens des règles applicables et des interprétations connexes prescrites par les ordres professionnels compétents au Canada et des lois et règlements applicables et ont également confirmé qu'ils sont des comptables indépendants par rapport à la Société en vertu de toutes les normes professionnelles et réglementaires applicables aux États-Unis.

Information divulguée conformément aux exigences de la NYSE

À titre d'émetteur canadien inscrit à la NYSE, Suncor n'est pas tenue de se conformer à la plupart des règles de gouvernance de la NYSE et peut plutôt se conformer aux exigences canadiennes. À titre d'émetteur privé étranger, la Société est uniquement tenue de se conformer à quatre des règles de gouvernance de la NYSE. Ces règles prévoient que (i) Suncor doit avoir un comité d'audit qui remplit les exigences de la Règle 10A-3 prise en application de la *Loi de 1934*; (ii) le chef de la direction de Suncor doit aviser par écrit la NYSE aussitôt que possible après avoir été informé par un membre de la haute direction qu'un manquement important aux règles applicables de la NYSE a eu lieu; (iii) Suncor doit fournir une description brève des différences importantes, le cas échéant, entre les pratiques en matière de gouvernance de la Société et celles suivies par les sociétés américaines inscrites à la NYSE; et (iv) Suncor doit fournir des déclarations écrites de conformité annuelles avec les normes en matière de gouvernance applicables de la NYSE, annuellement et au besoin.

Dans sa circulaire de sollicitation de procurations par la direction 2025, qui est disponible sur le site Web de Suncor au www.suncor.com, la Société a présenté des domaines importants où elle ne respectait pas les normes de gouvernance d'entreprise de la NYSE. Dans certaines circonstances, elle n'est pas tenue d'obtenir l'approbation des actionnaires pour modifier de manière importante les plans de rémunération fondés sur les capitaux propres en vertu des exigences de la TSX, alors que

la NYSE exige une approbation des actionnaires à l'égard de tous les plans de rémunération fondés sur les capitaux propres. Suncor, bien qu'elle se conforme aux exigences en matière d'indépendance des lois sur les valeurs mobilières applicables du Canada (en particulier le *Règlement 52-110 sur le comité d'audit*) et des États-Unis (en particulier la Règle 10A-3 prise en application de la *Loi de 1934*), n'a pas adopté, et n'est pas tenue d'adopter, les normes en matière d'indépendance des administrateurs prescrites par l'article 303A.02 du manuel des sociétés inscrites de la NYSE, y compris relativement à son comité d'audit et à son comité de la rémunération. Le conseil n'a pas adopté, ni n'est tenu d'adopter, de procédures pour mettre en œuvre l'Article 303A.05(c)(iv) du manuel des sociétés inscrites de la NYSE relativement à l'indépendance des conseillers du comité de la rémunération. Sauf pour ce qui est décrit dans les présentes, la Société se conforme aux normes en matière de gouvernance de la NYSE à tous les autres égards importants.

Renseignements complémentaires

Des renseignements supplémentaires, notamment sur la rémunération des administrateurs et des dirigeants et les prêts qui leur ont été consentis, les principaux porteurs des titres de Suncor et les titres dont l'émission a été autorisée aux termes de plans de rémunération fondés sur les capitaux propres, le cas échéant, figurent dans la dernière circulaire de sollicitation de procurations de la Société afférente à la plus récente assemblée annuelle d'actionnaires comportant l'élection d'administrateurs. Des renseignements financiers supplémentaires sont fournis dans les états financiers consolidés audités 2024 de Suncor et dans le rapport de gestion annuel 2024 s'y rapportant.

Les renseignements supplémentaires concernant Suncor, qui ont été déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission des États-Unis (la « SEC »), notamment les rapports trimestriels et annuels ou le formulaire 40-F, peuvent être consultés en ligne sur SEDAR+, au www.sedarplus.ca, et sur EDGAR, au www.sec.gov. De plus, le code de conduite des affaires de Suncor est disponible en ligne, au www.suncor.com. L'information figurant sur le site Web de la Société ou accessible par celui-ci ne fait pas partie de la présente notice annuelle et n'y est pas intégrée par renvoi.

Mise en garde concernant les énoncés prospectifs et les mesures financières hors PCGR

La présente notice annuelle renferme certains énoncés prospectifs et informations prospectives (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables, ainsi que d'autres renseignements fondés sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses courantes de Suncor élaborées par la Société à la lumière de l'information disponible au moment où l'énoncé a été formulé et compte tenu de l'expérience et de la perception de Suncor des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses concernant 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 et les politiques gouvernementales applicables, les niveaux de production futurs, la suffisance des dépenses en capital budgétées pour l'exécution des activités planifiées, la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et de l'infrastructure, le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor, le développement 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 renseignements traitant d'attentes ou de projections au sujet de l'avenir ainsi que les énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de ses décisions d'investissement, de prix des marchandises, de coûts, de calendriers, de volumes de production, de résultats d'exploitation et de résultats financiers, d'activités futures de financement et d'investissement en immobilisations 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 », « éventuel », « futur », « occasion », « prévision » et autres expressions analogues et à l'emploi du futur et du conditionnel.

Les énoncés prospectifs formulés dans la présente notice annuelle font référence aux éléments suivants :

La stratégie, les plans d'affaires et les attentes de Suncor en ce qui concerne les projets, le rendement des actifs, les volumes de production et les dépenses en immobilisations, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- le fait que la nouvelle installation de cogénération produira de la vapeur à moindre coût et devrait abaisser l'intensité des émissions de GES associées à la production de vapeur aux Activités de base des Sables pétrolifères, et que l'électricité excédentaire sera transmise au réseau électrique de l'Alberta;
- le fait que le projet de remplacement des tambours à coke devrait s'achever en 2025 et qu'il devrait prolonger la durée de vie de l'installation de trente ans;
- le fait que la production reprendra à White Rose en 2025 après la réalisation du projet de prolongation de la durée de

vie des actifs de PSD de SeaRose et que le projet West White Rose prolongera la durée de vie du champ White Rose et la production au projet West White Rose commencera en 2026;

- l'attente selon laquelle le projet ALE prolongera d'environ dix ans la durée de production à Terra Nova;
- les attentes concernant les programmes visant MLX-W et MLX-E, y compris celles selon lesquelles le programme visant MLX-E suivra le développement du programme visant MLX-W si les conditions économiques demeurent adéquates, le programme visant MLX-W permettra de maintenir les niveaux de production de bitume au site Mildred Lake après l'épuisement des ressources à la mine Mildred North et utilisera les installations d'exploitation et d'extraction minière existantes, et la première production de pétrole de MLX-W aura lieu en 2025;
- les attentes concernant le développement de la concession 934, y compris le fait que la concession 934 prolongera la production de bitume à la mine Aurora North;
- l'attente selon laquelle un STA sera mis en place à Millenium pour les morts-terrains, puis à Syncrude en 2026 et à Fort Hills en 2028;
- la valorisation de la production de bitume en PBS, y compris le fait qu'environ 90 % de la production de Firebag devrait être valorisée en PBS d'ici 2037 et la totalité par la suite, et qu'environ 29 % du bitume de Fort Hills devrait être valorisé en PBS;
- le coût estimatif de l'engagement en matière de programmes de travaux d'exploration restants de Suncor en Libye;
- l'attente selon laquelle le forage de nouvelles paires de puits et de puits intercalaires et de déviation à Firebag et à MacKay River aidera à maintenir les niveaux de production dans les années à venir;
- l'attente selon laquelle la Société continuera d'améliorer et d'optimiser les activités de vente au détail de Petro-Canada^{MC} en 2025;
- les attentes concernant les conventions de copropriété avec North Atlantic, y compris le remplacement de la marque à un certain nombre de sites par la marque Petro-Canada^{MC};
- les attentes concernant la poursuite du repositionnement de la marque du réseau de stations-service de Canadian Tire en 2025;
- l'attente selon laquelle le DGMV-SE sera prêt pour un déploiement dans les projets in situ de Suncor d'ici 2028 et les attentes concernant le rendement du DGMV-SE et de la TARB;
- les énoncés concernant les réserves de Suncor, y compris les volumes des réserves, les estimations des produits des activités ordinaires nets futurs, les prévisions relatives aux prix des marchandises, les attentes concernant les taux de change et les taux d'intérêt, ainsi que les estimations de la production;

- les importantes activités et les coûts importants de développement prévus ou à engager en 2025, y compris ceux mentionnés dans le tableau « Frais de développement futurs » de la rubrique « Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz » dans la présente notice annuelle, la croyance de Suncor selon laquelle ses flux de trésorerie générés à l'interne, ses facilités de crédit existantes et futures et l'accès aux marchés des capitaux suffiront à financer les coûts de développement futurs, et selon laquelle les frais d'intérêts ou les autres coûts de financement externe à eux seuls ne rendront pas le développement d'un terrain non rentable, les plans de développement de réserves et la valeur estimative des engagements de travail;
- les frais d'abandon et de remise en état estimatifs;
- les attentes relatives aux redevances et aux impôts sur le revenu et leur incidence sur Suncor;
- les effets prévus de la législation et de la réglementation environnementales, y compris la législation et la réglementation en matière de changements climatiques et d'émissions de GES, les mesures prises en réponse à celles-ci, les permis réglementaires et les frais estimatifs liés à la conformité de Suncor;
- les attentes concernant les modifications apportées à la législation et leur incidence.

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 ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, Exploration et production et Raffinage et commercialisation, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs, dont les suivants :

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 dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut non corrosif et le pétrole brut corrosif; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production exclusive de la Société soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; la production des installations récemment mises en service, dont le rendement est difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait nuire à la capacité de la Société de distribuer des produits sur le marché et faire en sorte que celle-ci retarde ou annule des projets de croissance prévus advenant une capacité de transport insuffisante; la capacité de Suncor de financer l'investissement économique ainsi que le maintien et l'entretien des actifs 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, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus et le rendement des réservoirs et de l'équipement in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; la variation des frais d'exploitation, dont le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et d'autres sources d'énergie utilisées dans les procédés de traitement des sables pétrolifères; et la capacité de la Société de 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 besoins en infrastructures dans la région albertaine Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

Les facteurs influant sur les activités du secteur Exploration et production de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels inhérents aux activités pétrolières et gazières, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des réservoirs, 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 et/ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible associé à l'exercice d'activités en Libye en raison de l'agitation politique continue; et la demande du marché pour les droits miniers et les terrains productifs, d'où le risque de subir une perte à la vente d'actifs ou le risque de voir augmenter les coûts liés à l'acquisition de terrains.

Les facteurs influant sur les activités du secteur Raffinage et commercialisation 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 les installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter les objectifs de production et de vente; et des risques et des 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 opérationnels de l'ensemble des secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales, comme le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change (notamment en raison des effets des mesures prises par l'OPEP+ sur l'offre et la demande); 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'immobilisations, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques associés au développement et à l'exécution des projets de Suncor et à la mise en service et à

l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas les résultats opérationnels ni la capacité des installations touchées; le risque que les projets et les initiatives visant à faire croître les flux de trésorerie et/ou à réduire les frais d'exploitation ne produisent pas les résultats attendus ou ne les produisent pas dans les délais prévus; 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 en matière d'imposition ou de nouvelle cotisation d'impôts, de frais, de redevances, de droits, de tarifs, de quotas et d'autres coûts de conformité imposés par les gouvernements, ou les modifications apportées à ceux-ci, et les ordonnances de réduction obligatoire de la production et les modifications apportées à celles-ci; les modifications apportées aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur l'entreprise de la Société, y compris les lois et politiques en matière d'environnement (notamment en matière de changement climatique), de redevances et de fiscalité; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers la Société; la non-disponibilité de l'infrastructure de tiers et les interruptions survenant dans l'infrastructure de tiers, qui pourraient perturber la production ou empêcher la Société de transporter ses produits; la survenance d'une interruption des activités prolongée, d'un incident majeur en matière d'environnement ou de sécurité ou d'événements imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), des défauts de l'équipement et d'autres événements semblables ayant une incidence sur Suncor ou sur d'autres parties dont les activités ou les actifs ont une incidence sur Suncor, directement ou indirectement; la possibilité d'atteintes à la sécurité des technologies et de l'infrastructure de l'information de Suncor par des personnes ou des entités malveillantes et la non-disponibilité de ces systèmes ou le fait qu'ils ne fonctionnent pas comme prévu par suite de ces atteintes; les menaces à la sécurité et les activités de terroristes ou de militants; le risque que des objectifs commerciaux contradictoires surpassent la capacité de Suncor d'instaurer et de mettre en œuvre des changements; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des approbations d'organismes de réglementation, de tiers et de parties intéressées pour l'exploitation, les projets, les initiatives et les activités d'exploration et de développement de la Société, et le respect des conditions associées aux approbations; le risque que des activités et des projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats représentant le personnel des installations de la Société; la capacité de la Société de découvrir et de développer 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 financiers à des taux acceptables ou d'émettre des titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois en matière de changements climatiques; les risques relatifs à une montée du militantisme et de l'opposition publique aux combustibles fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une opération d'achat ou de vente d'une entreprise, d'un actif ou de terrains pétroliers ou gaziers, notamment en ce qui a trait à la contrepartie finale à verser ou à recevoir pour cette opération, à la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux arrangements conjoints dans lesquels la Société détient un intérêt; les risques associés aux revendications territoriales et aux exigences de consultation avec les Autochtones; le risque que la Société soit visée par des poursuites; l'incidence de la technologie et les risques associés à la mise au point et au déploiement 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. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long de la présente notice annuelle et dans le rapport de gestion annuel 2024 de la Société, y compris à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières au www.sedarplus.ca et auprès de la SEC 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 de réglementation en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs figurant dans la présente notice annuelle sont présentés en date de la présente notice annuelle. À moins que la législation en valeurs mobilières applicable ne nous y oblige, nous ne nous engageons aucunement à mettre à jour publiquement ou à réviser par ailleurs des énoncés prospectifs ou la liste des risques et des hypothèses ayant une incidence sur ces énoncés présentée ci-dessus pour tenir de compte de nouveaux renseignements ou d'événements futurs ou pour toute autre raison.

Mesures financières hors PCGR – Rentrées nettes

Les rentrées nettes sont une mesure financière qui n'est pas prescrite par les PCGR. Les mesures hors PCGR n'ont pas de signification normalisée aux termes des PCGR et ne sont donc vraisemblablement pas comparables à des mesures analogues présentées par d'autres sociétés, et elles ne devraient pas être considérées de façon isolée ou comme un substitut de mesures du rendement établies conformément aux PCGR. Les rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation - Mesures financières hors PCGR » du rapport annuel de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 daté du 26 février 2025 présentent des renseignements supplémentaires concernant les rentrées nettes, y compris l'information sur leur composition, une explication de leur utilité pour les investisseurs et des autres fins, le cas échéant, auxquelles la direction s'en sert et leur rapprochement quantitatif avec la mesure financière la plus directement comparable qui est précisée, définie et déterminée conformément aux PCGR.

Annexe A

Mandat du comité d'audit

Le comité d'audit

Les règlements administratifs de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») prévoient que le conseil d'administration (le « conseil ») peut établir des comités du conseil auxquels il peut déléguer certaines fonctions. Le conseil a établi, entre autres, le comité d'audit et a approuvé son mandat, qui est présenté ci-après et qui prévoit les objectifs, les attributions et les responsabilités du comité d'audit (le « comité »).

Objectifs

Le comité aide le conseil en s'acquittant des responsabilités qui suivent :

- surveiller l'efficacité et l'intégrité du contrôle interne se rapportant aux processus d'affaires de la Société, y compris : les systèmes d'information financière et d'information de gestion et les systèmes de contrôle interne;
- surveiller et examiner les rapports financiers et les autres questions financières;
- choisir et, au besoin, remplacer les auditeurs externes, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi, surveiller et examiner l'indépendance et l'efficacité de ces auditeurs, et s'assurer qu'ils rendent des comptes au conseil et aux actionnaires de la Société;
- examiner l'efficacité des auditeurs internes, à l'exception du service d'audit de l'intégrité de l'exploitation, qui se trouve sous la responsabilité du comité de l'environnement, de la santé, de la sécurité et du développement durable (dans le présent mandat, « audit interne » ne désigne pas le service d'audit de l'intégrité de l'exploitation);
- approuver pour le compte du conseil certaines questions financières que lui délègue le conseil, y compris les questions exposées dans le présent mandat.

Le comité n'est pas autorisé à prendre des décisions, sauf lorsque le conseil lui en délègue expressément l'autorité et dans la mesure de la délégation. Le comité transmet ses constatations et recommandations au conseil pour que celui-ci les examine et, au besoin, prenne une décision.

Constitution

Le mandat du conseil de Suncor décrit les exigences relatives à la composition des comités du conseil et aux compétences des membres de ces comités et stipule que le conseil désigne annuellement le président et les membres des comités. Aux termes des règlements administratifs de Suncor, sauf résolution contraire du conseil, le quorum pour les réunions des comités est constitué de la majorité des membres du comité et chaque comité détermine ses propres règles de procédure à tous autres égards.

Attributions et responsabilités

Le comité doit s'acquitter des attributions et responsabilités qui suivent :

Contrôles internes

1. Se renseigner sur le caractère adéquat du système de contrôles internes de la Société se rapportant aux processus d'affaires de Suncor et examiner l'évaluation des contrôles internes effectuée par les auditeurs internes et l'évaluation des contrôles financiers et internes effectuée par les auditeurs externes.
2. Examiner les résultats des audits internes effectués dans le cadre du programme de conformité aux normes de conduite des affaires de la Société.
3. Établir des procédures pour la soumission par les employés, sous le couvert de l'anonymat, de plaintes faisant état de préoccupations relatives à des questions de comptabilité, de contrôle interne, d'audit ou au code de conduite des affaires et examiner périodiquement un résumé des plaintes qui ont été formulées et des mesures prises pour les résoudre.
4. Examiner les conclusions tirées de tout examen important effectué par des organismes de réglementation concernant les affaires financières de la Société.
5. Examiner périodiquement les procédures de gouvernance de la direction relatives aux ressources de technologie de l'information en vue de déterminer si elles sont en mesure d'assurer l'intégrité, la protection et la sécurité des systèmes et des registres d'information électronique de la Société.
6. Examiner les pratiques de la direction assurant la supervision des dépenses et des avantages accessoires des dirigeants.

Auditeurs externes et internes

7. Évaluer le rendement des auditeurs externes et effectuer de même qu'approuver la nomination des auditeurs externes et la résiliation de leur mandat, sous réserve de l'approbation des actionnaires requise par la loi.
8. Examiner la portée de l'audit de même que l'approche des auditeurs externes et approuver les conditions de leur mandat et leurs honoraires.
9. Examiner les relations ou les services qui peuvent avoir une incidence sur l'objectivité et l'indépendance des auditeurs externes, y compris l'examen annuel de la déclaration écrite des auditeurs concernant tous les liens qui existent entre eux (de même que les membres de leur groupe) et la Société; examiner et approuver tous les mandats relatifs à des services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs externes ou des membres de leur groupe.

10. Examiner les procédures de contrôle de la qualité des auditeurs externes, notamment les questions importantes soulevées par le plus récent examen du contrôle de la qualité ou examen par les pairs et les questions soulevées par une enquête d'une autorité gouvernementale ou professionnelle menée sur les auditeurs externes, en expliquant les mesures prises par le cabinet pour régler ces questions.
11. Approuver la nomination ou la destitution du directeur de l'audit interne et du risque d'entreprise, approuver chaque année l'évaluation du rendement du directeur de l'audit interne et du risque d'entreprise et la rémunération établie par suite de cette évaluation, telles qu'elles sont fournies par le chef des finances; examiner périodiquement le rendement et l'efficacité de l'attribution de l'audit interne, notamment le respect des *International Standards for the Professional Practice of Internal Auditing* de l'Institute of Internal Auditors et du code de déontologie.
12. Approuver la charte du service d'audit interne, le calendrier annuel d'audit interne, le budget d'audit interne et le plan de ressources relatif à l'audit interne; examiner les projets, les activités, la structure organisationnelle, la capacité en ressources et les compétences des auditeurs internes et surveiller l'indépendance du service.
13. Offrir à la direction, aux auditeurs internes et aux auditeurs externes un accès direct et sans entrave au conseil.

Présentation de l'information financière et autres documents d'information continue

14. Examiner la lettre d'observation à l'intention de la direction des auditeurs externes de même que les commentaires de la direction à cet égard et enquêter sur tout désaccord entre la direction et les auditeurs externes ou sur les restrictions imposées par la direction aux auditeurs externes. Examiner les écarts non ajustés portés à l'attention de la direction par les auditeurs externes et les mesures prises pour régler le problème.
15. Examiner avec la direction et les auditeurs externes les documents d'information financière et les autres documents d'information mentionnés au point 16, y compris les questions d'information financière importantes, la présentation et l'incidence des incertitudes et risques importants et les estimations et appréciations clés de la direction qui peuvent être importantes pour la présentation de l'information financière, y compris les autres modes de traitement et leurs incidences.
16. Examiner et approuver les états financiers consolidés intermédiaires de la Société et le rapport de gestion s'y rapportant (le « rapport de gestion »). Formuler après examen des recommandations au conseil concernant l'approbation des états financiers consolidés audités annuels de la Société et du rapport de gestion s'y rapportant, de la notice annuelle et du formulaire 40-F de la Société. Examiner les autres documents d'information annuels et trimestriels importants ou les autres

documents déposés auprès des organismes de réglementation contenant les renseignements financiers audités ou non audités ou s'y rapportant.

17. Autoriser tout changement aux catégories de documents et de renseignements devant être examinés ou approuvés par le comité avant d'être communiqués à l'externe qui sont énoncés dans la politique de la Société en matière de communication externe et de divulgation de renseignements importants.
18. Examiner les changements apportés aux politiques comptables de la Société.
19. Examiner avec les conseillers juridiques les questions d'ordre juridique ayant une incidence importante sur les rapports financiers.

Réserves de pétroles et de gaz

20. Examiner à intervalles raisonnables les procédures de Suncor concernant :
 - A) la présentation, conformément à la législation applicable, de l'information relative aux activités pétrolières et gazières de Suncor, y compris les procédures visant à assurer le respect des exigences applicables en matière de présentation de l'information;
 - B) la communication d'information aux évaluateurs de réserves qualifiés (« évaluateurs ») engagés annuellement par Suncor pour évaluer les données relatives aux réserves de celle-ci en vue de les communiquer au public conformément à la loi.
21. Approuver annuellement la nomination et les conditions du mandat des évaluateurs, notamment leurs compétences et leur indépendance; examiner et approuver les changements proposés à la nomination des évaluateurs et les motifs à l'appui de ce changement proposé, notamment l'existence possible de différends entre les évaluateurs et la direction.
22. Examiner annuellement les données relatives aux réserves de Suncor et le rapport des évaluateurs s'y rapportant et formuler après examen des recommandations annuellement au conseil concernant l'approbation : (i) du contenu et du dépôt par la Société d'un relevé des données relatives aux réserves (le « relevé ») et du rapport afférent de la direction et des administrateurs à inclure dans celui-ci ou déposé avec lui; (ii) du dépôt du rapport des évaluateurs à inclure dans le relevé ou déposé avec celui-ci, conformément à la loi.

Gestion des risques

23. Examiner périodiquement les politiques et pratiques de la Société concernant la gestion de la trésorerie, les instruments dérivés, le financement, le crédit, l'assurance, l'imposition, les opérations sur produits de base et les questions connexes. Procéder à un examen périodique des principaux risques propres à Suncor qui a été délégué au comité pour surveillance, et assurer la surveillance de ceux-ci.

Régimes de retraite

24. Examiner les actifs, le rendement financier, l'état du financement et la stratégie des régimes de retraite de la Société, ainsi que la politique de gouvernance des régimes de retraite, y compris l'attribution des fonctions et des responsabilités de fiduciaire.

Autres questions

25. Effectuer des enquêtes indépendantes sur toute question s'inscrivant dans son mandat.

26. Passer en revue les candidats recommandés au poste de chef des finances.
27. Examiner et/ou approuver les autres questions financières que le conseil lui a expressément déléguées.

Rapport au conseil

28. Faire rapport au conseil sur les activités du comité concernant les questions qui précèdent, à chaque réunion du conseil, et à tout autre moment jugé approprié par le comité ou à la demande du conseil.

En sa version adoptée par résolution du conseil d'administration le 4 novembre 2024.

Annexe B – Politique et procédures d’approbation préalable des services d’audit et des services non liés à l’audit de Suncor Énergie Inc.

Aux termes de la *Sarbanes-Oxley Act of 2002* et du Règlement 52-110, la Securities and Exchange Commission et la Commission des valeurs mobilières de l’Ontario ont adopté des règles définitives sur les comités d’audit et l’indépendance des auditeurs. Ces règles exigent que le comité d’audit de Suncor Énergie Inc. (« Suncor ») soit responsable de la nomination, de la rémunération, de l’embauche et de la supervision du travail de ses auditeurs indépendants. Le comité d’audit doit également approuver au préalable les services d’audit et les services non liés à l’audit fournis par les auditeurs indépendants ou s’assurer qu’ils respectent les politiques et les procédures d’approbation préalable qu’il a établies aux termes de la présente politique.

I. Énoncé de la politique

Le comité d’audit a adopté la présente politique et les présentes procédures d’approbation préalable des services d’audit et des services non liés à l’audit (la « politique »), qui exposent les procédures et les conditions régissant l’approbation préalable des services qui devraient être fournis par les auditeurs indépendants. Les procédures décrites dans la présente politique s’appliquent à l’ensemble des services d’audit, des services liés à l’audit, des services fiscaux et des autres services fournis par les auditeurs indépendants.

II. Responsabilité

Il incombe au comité d’audit de mettre en œuvre la présente politique. Le comité d’audit délègue l’application de la présente politique à la direction, mais il ne peut lui déléguer l’approbation préalable des services fournis par les auditeurs indépendants.

III. Définitions

Aux fins des présentes et des approbations préalables :

a) Les « services d’audit » s’entendent notamment des services qui constituent une partie nécessaire du processus d’audit annuel et des activités qui constituent une procédure nécessaire que les auditeurs utilisent afin de délivrer un avis sur les états financiers comme le requièrent les normes d’audit généralement reconnues (les « NAGR »), y compris les examens techniques réalisés afin de poser un jugement d’auditeurs quant à l’application des normes comptables.

Les « services d’audit » comprennent plus que les services requis pour exécuter un audit aux termes des NAGR; ils comprennent notamment ce qui suit :

- (i) la délivrance de lettres d’accord présumé et de consentements dans le cadre de placements de titres;
- (ii) l’exécution d’audits prévus par les lois nationales et étrangères;
- (iii) l’attestation de services requise par la loi ou la réglementation;

- (iv) les examens de contrôle interne;
 - (v) l’examen et l’aide à la préparation de documents déposés auprès des autorités canadiennes en valeurs mobilières, de la Securities and Exchange Commission et d’autres organismes de réglementation ayant compétence sur Suncor et ses filiales et la réponse aux observations de ces organismes de réglementation.
- b) Les « services liés à l’audit » s’entendent des services de certification (p. ex. les services de vérification diligente) et des services connexes qui sont habituellement fournis par les auditeurs externes et qui sont raisonnablement liés à l’exécution de l’audit ou à l’examen d’états financiers et ne sont pas compris dans les « honoraires d’audit » aux fins de la présentation de l’information.

Les « services liés à l’audit » comprennent notamment ce qui suit :

- (i) les audits des régimes d’avantages des employés, y compris les audits des régimes de retraite qui s’appliquent à eux;
- (ii) la vérification diligente en ce qui a trait aux fusions et acquisitions;
- (iii) les consultations et les audits relatifs aux acquisitions, notamment l’évaluation du traitement comptable des opérations envisagées;
- (iv) les examens de contrôle interne;
- (v) l’attestation de services non requise par la loi ou la réglementation;
- (vi) les consultations concernant les normes de comptabilité et de présentation de l’information financière.

Les audits de gestion non financiers **ne** constituent **pas** des « services liés à l’audit ».

- c) Les « services fiscaux » comprennent notamment les services liés à l’élaboration de déclarations de revenus pour les sociétés et/ou pour les particuliers, à la vérification diligente d’ordre fiscal en lien avec les fusions, acquisitions et/ou dessaisissements et la planification fiscale.
- d) Les « autres services » désignent tous les autres services qui ne sont pas des services d’audit, des services liés à l’audit ou des services fiscaux, dont la fourniture par les auditeurs indépendants n’est pas expressément interdite par la Règle 201(c)(7) du Regulation S-X pris en application de la *Securities and Exchange Act of 1934*, en sa version modifiée. (Voir le résumé des services interdits à l’appendice A.)

IV. Politique générale

La politique générale qui suit s'applique à l'ensemble des services fournis par les auditeurs indépendants.

- Le comité d'audit doit approuver au préalable chacun des services fournis par les auditeurs indépendants. Il ne permet pas que les auditeurs indépendants offrent des services pouvant raisonnablement faire partie des « services fiscaux » ou des « autres services », à moins qu'une analyse de rentabilité concluante justifie que l'on mandate les auditeurs indépendants au lieu d'un autre fournisseur de services.
- Le comité d'audit n'approuve pas au préalable les services devant être fournis plus de 12 mois après l'approbation préalable, à moins qu'il ne précise spécifiquement une période différente.
- Le comité d'audit a délégué à son président le pouvoir d'approuver au préalable des services dont le coût estimatif n'excède pas 100 000 \$ conformément à la présente politique. Le membre autorisé du comité d'audit doit communiquer toute décision d'approbation préalable au comité d'audit à la réunion suivante du comité.
- Le président du comité d'audit peut déléguer son pouvoir d'approbation préalable des services à un autre membre permanent du comité d'audit, à la condition que ce membre ait également reçu le pouvoir d'agir en qualité de président du comité d'audit en l'absence du président. Le comité d'audit doit attester au moyen d'une résolution une telle délégation aux termes de la présente politique.
- Le comité d'audit examine et approuve au préalable à l'occasion et au moins annuellement les services que les auditeurs indépendants peuvent fournir.
- Le comité d'audit doit établir annuellement des barèmes d'honoraires pour les services qu'il doit approuver au préalable et qui seront fournis par les auditeurs indépendants. Au moins trimestriellement, le comité d'audit reçoit un sommaire détaillé des honoraires versés aux auditeurs indépendants et de la nature des services fournis ainsi qu'une prévision des honoraires devant être versés et des services devant être fournis au cours du reste de l'exercice.
- Le comité d'audit **n'**autorise **pas** que l'on mandate les auditeurs indépendants pour fournir les services non liés à l'audit interdits indiqués dans l'appendice A.
- Le comité d'audit doit attester son approbation préalable des services qui seront fournis par les auditeurs indépendants de la façon suivante :
 - a) lorsque le président du comité d'audit approuve au préalable des services aux termes du pouvoir qui lui est délégué, il atteste son approbation préalable en signant et en datant le formulaire de demande d'approbation préalable reproduit à l'appendice B. Si le président ne peut remplir le formulaire et le transmettre à la Société avant que les auditeurs indépendants ne soient mandatés, il peut donner son approbation verbalement ou par courriel, puis transmettre le formulaire rempli dès que possible;
 - b) dans tous les autres cas, une résolution du comité d'audit est requise.
- Tous les services d'audit et les services non liés à l'audit qui seront fournis par les auditeurs indépendants doivent faire l'objet d'une lettre de mission :
 - a) signée par les auditeurs;
 - b) précisant les services à fournir;
 - c) précisant la période au cours de laquelle les services seront fournis;
 - d) précisant le total des honoraires estimés qui seront versés, qui ne doivent pas excéder l'estimation du total des honoraires approuvés par le comité d'audit aux termes des présentes procédures, avant l'application de la marge de dépassement des honoraires de 10 %;
 - e) incluant la confirmation des auditeurs selon laquelle les services ne font pas partie d'une catégorie de services dont la fourniture compromettrait l'indépendance des auditeurs aux termes de la législation applicable et des normes comptables généralement reconnues du Canada et des États-Unis.
- L'approbation préalable par le comité d'audit permet un dépassement d'au plus 10 % des honoraires estimés se rapportant à un mandat particulier indiqués dans la lettre de mission connexe. L'autorisation de dépassement des honoraires permet d'assurer, de façon provisoire uniquement, la fourniture continue des services dans l'attente d'une révision de l'estimation des honoraires et, au besoin, de l'approbation du dépassement par le comité d'audit. Si l'on prévoit que le dépassement des honoraires excédera le seuil de 10 %, on doit aviser le comité d'audit ou son représentant dès que l'on relève une telle possibilité de dépassement et obtenir une approbation préalable supplémentaire pour que le mandat des auditeurs se poursuive.

V. Responsabilités des auditeurs externes

Afin d'étayer le processus d'indépendance, les auditeurs indépendants :

- a) confirment dans chaque lettre de mission que l'exécution du travail ne compromet pas leur indépendance;
- b) apportent la preuve au comité d'audit que des politiques et procédures internes complètes sont mises en place afin d'assurer le respect, dans le monde entier, des exigences d'indépendance, y compris des procédures rigoureuses de surveillance et de communication;
- c) fournissent au moins trimestriellement des communications et des confirmations au comité d'audit relativement à l'indépendance;
- d) demeurent inscrits auprès du Conseil canadien sur la reddition de comptes et du Public Company Accounting Oversight Board des États-Unis;
- e) renvoient leur plan de rotation des associés et font rapport au comité d'audit annuellement.

De plus, les auditeurs externes :

- f) fournissent régulièrement des rapports d'honoraires détaillés indiquant le solde du compte « travaux en cours »;
- g) surveillent les honoraires et avisent le comité d'audit dès qu'une possibilité de dépassement des honoraires est relevée.

En sa version approuvée et acceptée le 28 avril 2004.

VI. Information

Suncor communique annuellement, conformément aux exigences de la législation applicable, ses politiques et procédures d'approbation préalable et fournit les renseignements requis concernant les montants des honoraires d'audit, des honoraires pour services liés à l'audit, des honoraires pour services fiscaux et des autres honoraires versés à ses auditeurs externes dans les documents qu'elle dépose auprès de la Securities and Exchange Commission.

Appendice A – Services non liés à l’audit interdits

Un auditeur externe n’est pas indépendant si, à tout moment au cours de la période durant laquelle il exécute l’audit et où ses services sont retenus, il fournit les services non liés à l’audit qui suivent à un client audité.

Tenue de livres ou autres services liés aux registres comptables ou aux états financiers du client audité. Tous services, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor, notamment les services suivants :

- tenue ou préparation des registres comptables du client audité;
- préparation des états financiers de Suncor qui sont déposés auprès de la SEC ou de données servant à l’élaboration de tels états financiers de Suncor;
- préparation ou génération des données servant à la préparation des états financiers de Suncor.

Conception et mise en œuvre de systèmes d’information financière. Tous services, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor, notamment les services suivants :

- exploitation directe ou indirecte du système d’information de Suncor ou supervision de son exploitation ou gestion du réseau local de Suncor;
- conception ou mise en œuvre du système matériel ou logiciel qui réunit les données sources sous-jacentes aux états financiers ou qui génère des renseignements importants pour les états financiers de Suncor ou les autres systèmes d’information financière pris dans leur ensemble.

Services d’évaluation, avis quant au caractère équitable ou rapports de contribution en nature. Les services d’évaluation ou tout autre service relatif à un avis quant au caractère équitable ou à un rapport de contribution en nature à l’intention de Suncor, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor.

Services d’actuariat. Tous services-conseils en lien avec l’actuariat comportant la détermination de montants inscrits dans les états financiers et les comptes connexes de Suncor, à l’exception de l’aide apportée à Suncor dans la compréhension des méthodes, modèles, hypothèses et intrants utilisés dans le calcul d’un montant, à moins que l’on ne puisse conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor.

Services d’impartition de l’audit interne. Les services d’audit interne qui ont été impartis par Suncor et qui se rapportent aux contrôles comptables internes, aux systèmes financiers ou aux états financiers de Suncor, à moins que l’on ne puisse

conclure raisonnablement que leurs résultats ne feront pas l’objet de procédures d’audit au cours d’un audit des états financiers de Suncor.

Fonctions de gestion. Le fait d’agir, de façon temporaire ou permanente, à titre d’administrateur, de dirigeant ou d’employé de Suncor ou d’exécuter toute fonction pour Suncor liée à la prise de décisions, à la supervision ou à la surveillance continue.

Ressources humaines. N’importe lequel des services suivants :

- recherche de candidats éventuels pour occuper un poste de gestionnaire, de dirigeant ou d’administrateur;
- participation à des tests psychologiques ou d’autres programmes d’évaluation ou tests de nature officielle;
- vérification des références de candidats éventuels à un poste de dirigeant ou d’administrateur;
- exécution de fonctions de négociateur pour le compte de Suncor, telles que déterminer le poste, le statut ou la désignation, la rémunération, les avantages sociaux ou les autres conditions d’emploi;
- formulation de recommandations ou de conseils à Suncor concernant l’embauche d’un candidat particulier pour un travail particulier (en revanche, un cabinet d’experts-comptables peut, à la demande de Suncor, rencontrer en entrevue des candidats et conseiller Suncor quant à leurs compétences pour occuper des postes liés à la comptabilité générale, à l’administration ou au contrôle).

Services de courtier, de conseiller en placements ou de maison de courtage. Le fait d’agir en qualité de courtier (inscrit ou non inscrit), de promoteur ou de preneur ferme, pour le compte de Suncor, de prendre des décisions de placement pour le compte de Suncor ou de disposer de tout autre pouvoir discrétionnaire sur les placements de Suncor, de réaliser une opération d’achat ou de vente d’un placement de Suncor ou de garder les actifs de Suncor, comme de détenir temporairement les titres achetés par Suncor.

Services juridiques. La prestation de services à Suncor qui, dans les circonstances où ils sont fournis, pourraient être offerts uniquement par une personne autorisée ou par ailleurs habile à exercer le droit dans le territoire où les services sont interdits.

Services d’experts non liés à l’audit. La remise d’un avis ou la prestation d’un autre service d’expert à Suncor ou à un représentant juridique de Suncor, afin de défendre les intérêts de Suncor dans le cadre d’un litige ou d’une procédure ou enquête réglementaire ou administrative. Dans de telles situations, l’indépendance d’un expert-comptable de Suncor ne sera pas réputée être compromise s’il rend compte, notamment par témoignage, des travaux effectués ou explique les positions prises ou les conclusions formulées au cours de la prestation des services par le comptable.

Appendice B – Formulaire de demande d’approbation préalable

NATURE DU TRAVAIL	ESTIMATION DES HONORAIRES (\$ CA)
Total	

Date

Signature

Annexe C – Annexe 51-101A2 Rapport sur les données relatives aux réserves établi par l'évaluateur ou le vérificateur de réserves qualifié indépendant

Au conseil d'administration de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») :

1. Nous avons évalué les données relatives aux réserves de la Société en date du 31 décembre 2024. Les données relatives aux réserves constituent des estimations des réserves prouvées et des réserves probables ainsi que des produits des activités ordinaires nets futurs correspondants en date du 31 décembre 2024, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels.
2. La responsabilité des données relatives aux réserves incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces données en nous fondant sur notre évaluation.
3. Nous avons effectué notre évaluation conformément aux normes exposées dans le manuel COGE (*Canadian Oil and Gas Evaluation Handbook*) et ses modifications, tenu par la Society of Petroleum Evaluation Engineers (Calgary Chapter).
4. Ces normes exigent que l'évaluation soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les données relatives aux réserves sont exemptes d'inexactitudes importantes. L'évaluation comprend également l'appréciation de la conformité de ces données aux principes et définitions exposés dans le manuel COGE.
5. Le tableau suivant présente la valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts) attribués aux réserves prouvées et probables, estimés au moyen de prix et coûts prévisionnels et calculés au moyen d'un taux d'actualisation de 10 %, qui sont compris dans les données relatives aux réserves de la Société ayant fait l'objet de l'évaluation pour l'exercice terminé le 31 décembre 2024, et indique les portions respectives de ces données que nous avons évaluées et sur lesquelles nous avons fait rapport à la direction et au conseil d'administration de la Société :

Évaluateur de réserves qualifié indépendant	Date d'effet du rapport d'évaluation	Emplacement des réserves (pays ou zone géographique étrangère)	Valeur actualisée nette des produits des activités ordinaires nets futurs (avant impôts, taux d'actualisation de 10 %, en millions de dollars)			
			Vérification	Évaluation	Examen	Total
GLJ Ltd.	31 décembre 2024	Sables pétrolifères In situ, Canada	—	34 960	—	34 960
GLJ Ltd.	31 décembre 2024	Activités d'exploitation des sables pétrolifères, Canada	—	36 813	—	36 813
GLJ Ltd.	31 décembre 2024	Côte Est du Canada, au large de Terre-Neuve, Canada	—	7 503	—	7 503
			—	79 276	—	79 276

6. À notre avis, les données relatives aux réserves que nous avons respectivement évaluées ont été établies, à tous les égards importants, conformément au manuel COGE, appliqué de façon uniforme, et sont conformes à celui-ci. Nous n'exprimons aucune opinion quant aux données relatives aux réserves que nous avons examinées mais que nous n'avons pas vérifiées ou évaluées.
7. Nous n'avons pas la responsabilité de mettre à jour les rapports visés au paragraphe 5 pour tenir compte des faits et des circonstances postérieurs à leur date d'effet.
8. Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

Nous apposons notre signature au rapport ci-dessus :

GLJ Ltd., Calgary (Alberta) Canada, le 26 février 2025

« Tracy K. Bellingham »

Tracy K. Bellingham, ing.
Vice-présidente directrice et chef de l'exploitation

Annexe D – Annexe 51-101A3 Rapport de la direction et du conseil d'administration sur les données relatives aux réserves et autre information

La direction de Suncor Énergie Inc. (la « Société ») a la responsabilité d'établir et de fournir l'information concernant les activités pétrolières et gazières de la Société conformément à la réglementation des valeurs mobilières. Cette information inclut les données relatives aux réserves.

Des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants ont évalué les données relatives aux réserves de la Société. Leurs rapports seront déposés auprès des autorités en valeurs mobilières en même temps que le présent rapport.

Le comité d'audit du conseil d'administration de la Société :

- a) a examiné les procédures suivies par la Société pour fournir l'information aux évaluateurs de réserves qualifiés indépendants;
- b) a rencontré les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants dans le but de déterminer si on leur a imposé des restrictions limitant leur capacité de fournir un rapport sans restriction;
- c) a examiné les données relatives aux réserves avec la direction et les évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

Le comité d'audit du conseil d'administration a examiné les procédures suivies par la Société pour rassembler et présenter toute autre information concernant ses activités pétrolières et gazières et a examiné cette information avec la direction. Le conseil d'administration, sur la recommandation du comité d'audit, a approuvé :

- a) le contenu du relevé prévu à l'annexe 51-101A1, qui comprend les données relatives aux réserves et d'autre information concernant le pétrole et le gaz, et son dépôt auprès des autorités en valeurs mobilières;
- b) le dépôt du rapport prévu à l'annexe 51-101A2 des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants sur les données relatives aux réserves;
- c) le contenu et le dépôt du présent rapport.

Les données relatives aux réserves étant fondées sur des jugements concernant des événements futurs, les résultats réels différeront de ceux qui sont présentés et les écarts peuvent être importants.

« Richard M. Kruger »

RICHARD M. KRUGER
Président et chef de la direction

« Kris P. Smith »

KRIS P. SMITH
Chef des finances

« Russell Girling »

RUSSELL GIRLING
Président du conseil d'administration

« Patricia M. Bedient »

PATRICIA M. BEDIENT
Présidente du comité d'audit

Le 26 février 2025



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