



## Notice annuelle

Datée du 21 mars 2024



# Notice annuelle datée du 21 mars 2024

## Table des matières

1	Avis
2	Abréviations
3	Structure de l'entreprise
4	Développement général de l'entreprise
7	Description narrative des entreprises de Suncor
7	Sables pétrolifères
10	Exploration et production
12	Raffinage et commercialisation
16	Autres entreprises de Suncor
18	Employés de Suncor
18	Politiques en matière d'éthique et politiques sociales et environnementales
19	Relevé des données relatives aux réserves et autre information concernant le pétrole et le gaz
20	Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz
25	Tableaux des produits des activités ordinaires nets futurs et notes
30	Autre information concernant les données relatives aux réserves
38	Situation dans l'industrie
41	Facteurs de risque
42	Dividendes
43	Description de la structure du capital
46	Marché pour la négociation des titres
47	Administrateurs et membres de la haute direction
54	Renseignements sur le comité d'audit
55	Poursuites et mesures de réglementation
55	Membres de la direction et autres personnes intéressés dans des opérations importantes
55	Agent des transferts et agent chargé de la tenue des registres
55	Contrats importants
55	Intérêts des experts
55	Information divulguée conformément aux exigences de la NYSE
56	Renseignements complémentaires
57	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 » ou « la Société » 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 2023 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 2023 et 2022 et pour les exercices clos à ces dates. Les renvois au rapport de gestion annuel 2023 désignent le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 daté du 21 mars 2024.

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 2023 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](http://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](http://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

La liste qui suit contient des abréviations qui peuvent être utilisées dans la présente notice annuelle.

<u>Unités de mesure, produits et marchés</u>		<u>Endroits et monnaies</u>	
kb	milliers de barils	É.-U.	États-Unis
kb/j	milliers de barils par jour	R.-U.	Royaume-Uni
Mb	millions de barils	\$	dollars canadiens ou \$ CA
bep	barils d'équivalent pétrole	\$ US	dollars américains
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 <sup>3</sup>	milliers de pieds cubes de gaz naturel		
Mpi <sup>3</sup> (e)/j	millions de pieds cubes d'équivalent de gaz par jour		
Gpi <sup>3</sup> (e)	milliards de pieds cubes d'équivalent de gaz naturel		
GES	gaz à effet de serre		
MBTU	millions d'unités thermiques britanniques		
CO <sub>2</sub>	dioxyde de carbone		
CO <sub>2</sub> e	équivalent en dioxyde de carbone		
LGN	liquides de gaz naturel		
NO <sub>2</sub>	dioxyde d'azote		
NO <sub>x</sub>	oxyde d'azote		
DGMV	drainage par gravité au moyen de vapeur		
PBS	pétrole brut synthétique		
SO <sub>2</sub>	dioxyde de soufre		
MW	mégawatts		
MT	mégatonnes		
WCS	Western Canadian Select		
WTI	West Texas Intermediate		

Suncor convertit certains volumes de gaz naturel en bep, en kbep et en Mbep à raison de 6 kpi<sup>3</sup> 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 kpi<sup>3</sup> 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<sup>er</sup> 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. ». En avril 1997, en mai 2000, en mai 2002 et en mai 2008, la

Société a modifié ses statuts afin de fractionner ses actions émises et en circulation à raison de deux pour une.

Aux termes d'un arrangement en vertu de la LCSA qui a été réalisé avec prise d'effet le 1<sup>er</sup> août 2009, Suncor a fusionné avec Petro-Canada pour former une société par actions unique prorogée sous la dénomination « Suncor Énergie Inc. » Le 1<sup>er</sup> janvier 2017 et le 20 novembre 2023, 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 – 6<sup>th</sup> 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 2023, sont les suivantes :

Nom	Territoire de constitution	Pourcentage de titres détenus
<b>Activités canadiennes</b>		
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Alberta	100 %
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Alberta	100 %
Suncor Énergie Marketing Inc.	Alberta	100 %
Suncor Energy Ventures Corporation	Alberta	100 %
Suncor Energy Ventures Partnership	Alberta	100 %
<b>Activités américaines</b>		
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	Delaware	100 %
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	Delaware	100 %

Les autres filiales de la Société représentaient chacune (i) moins de 10 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2023 et (ii) moins de 10 % des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023. Globalement, les autres filiales de la Société représentaient moins de 20 % de l'actif consolidé de la Société au 31 décembre 2023 et moins de 20 % des produits des activités ordinaires consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2023.

# Développement général de l'entreprise

## Survol

Suncor est une société d'énergie intégrée 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 extracôticière, 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<sup>MC</sup> (y compris la Transcanadienne électrique<sup>MC</sup>, 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 et les carburants renouvelables. 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.

### 2021

- **Renouvellement du programme de rachat d'actions.** Suncor a lancé une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre de rachat ») visant un maximum de 44 000 000 d'actions ordinaires de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE et/ou d'autres plateformes de négociation, qui a plus tard été majorée à environ 7 % du flottant de Suncor. En 2021, Suncor a racheté environ 84,0 millions de ses actions ordinaires, soit l'équivalent de 5,5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 janvier 2021, à un prix moyen de 27,45 \$ par action ordinaire.
- **Réduction de la dette.** Suncor a annulé des facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ qui avaient été conclues en mars et en avril 2020 pour garantir un accès à des ressources financières suffisantes dans le contexte de la pandémie de COVID-19. De plus, la Société a effectué un remboursement anticipé à l'égard de ses billets non assortis d'une sûreté de rang supérieur à 9,40 % d'un capital de 220 M\$ US et de ses billets à moyen terme à 3,10 % d'un capital de 750 M\$ en circulation, qui arrivaient à échéance en 2021 dans les deux cas.
- **Émission de billets de rang supérieur.** Suncor a émis des billets non assortis d'une sûreté de rang supérieur à 3,75 % d'un capital de 750 M\$ US et des billets à moyen terme non assortis d'une sûreté de rang supérieur à 3,95 % d'un capital de 500 M\$, qui arriveront à échéance le 4 mars 2021 dans les deux cas.
- **Stratégie actualisée axée sur les rendements pour les actionnaires et la réduction des émissions de GES.** Le 26 mai 2021, la Société a présenté ses perspectives à moyen terme en ce qui concerne la réduction des coûts structurels, le renforcement du bilan et l'amélioration des marges ainsi que sa stratégie visant à augmenter durablement les liquidités redistribuées aux actionnaires tout en renforçant sa performance environnementale. La stratégie comprenait l'objectif de Suncor de devenir une société à activités carboneutres d'ici 2050 et de s'investir grandement dans la concrétisation des ambitions de la société en général en matière de carboneutralité.
- **Initiative pour des sables bitumineux carboneutres.** Le 9 juin 2021, Suncor a annoncé, avec des partenaires du secteur, l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres, alliance de pairs collaborant avec le gouvernement en vue d'éliminer entièrement les émissions nettes de GES provenant de l'exploitation des sables pétrolifères d'ici 2050.
- **Prise en charge de l'exploitation de Syncrude par Suncor.** Le 30 septembre 2021, Suncor a pris en charge l'exploitation de la coentreprise Syncrude.
- **Réalisation de la vente du développement du secteur Golden Eagle.** La Société a réalisé la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le développement du secteur Golden Eagle pour un produit brut de 250 M\$ US, déduction faite des rajustements de clôture et des autres coûts de clôture, auquel s'ajoute une contrepartie éventuelle future pouvant atteindre 50 M\$ US. La date de prise d'effet de la vente était le 1<sup>er</sup> janvier 2021.
- **Poursuite du projet de prolongation de la durée de vie des actifs de Terra Nova.** Suncor et les copropriétaires du projet Terra Nova ont mis au point un accord afin de restructurer la propriété du projet et d'aller de l'avant avec le projet de prolongation de la durée de vie des actifs. Par suite de l'accord, Suncor a accru sa participation dans le projet d'environ 10 % pour la porter à 48 %.
- **Partenariat historique avec des communautés autochtones.** Conjointement avec huit communautés autochtones, Suncor a acquis une participation de 15 % dans le pipeline Northern Courier au quatrième trimestre de 2021. Le pipeline Northern Courier, qui relie Fort Hills au Parc de stockage Est de Suncor, est exploité par Suncor et devrait fournir aux huit

communautés autochtones un revenu fiable pour des décennies à venir.

- **Hausse du dividende.** Au quatrième trimestre de 2021, le conseil a approuvé un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, ramenant ainsi le dividende trimestriel au niveau de 2019.
- **Redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills.** L'exploitation à deux trains a repris à Fort Hills à la fin du quatrième trimestre de 2021.

## 2022

- **Renouvellement du programme de rachat d'actions.** Au premier trimestre de 2022, Suncor a renouvelé son offre de rachat visant un maximum de 5 % environ de ses actions ordinaires émises et en circulation par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE et/ou d'autres plateformes de négociation, qui a plus tard été majorée à environ 10 % du flottant de Suncor. En 2022, la Société a racheté 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<sup>MC</sup> et qu'elle continuerait de les améliorer et de les optimiser.

## 2023

- **Renouvellement du programme de rachat d'actions.** Au premier trimestre de 2023, Suncor a renouvelé son offre de rachat visant un maximum de 132 900 000 de ses actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE et/ou d'autres plateformes de négociation. Au 31 décembre 2023, la Société avait racheté environ 52,0 millions de ses actions ordinaires, soit l'équivalent de 3,9 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 décembre 2022, à un prix moyen de 42,96 \$ par action ordinaire. Après 2023, Suncor a renouvelé son offre de rachat visant un maximum de 10 % de son flottant au 12 février 2024 par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE et/ou d'autres plateformes de négociation. La période de renouvellement de l'offre de rachat se déroulera du 6 février 2024 au 25 février 2025.
- **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 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<sup>er</sup> 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<sup>MC</sup> à un certain nombre d'endroits.
- **Partenariat entre Petro-Canada<sup>MC</sup> et la Société Canadian Tire.** Au deuxième trimestre de 2023, Petro-Canada<sup>MC</sup> 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<sup>MC</sup> 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, la production devant continuer de progresser au début de 2024.
- **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<sup>er</sup> 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 de 1,0 G\$ et des billets à moyen terme non assortis d'une sûreté de rang supérieur à 5,40 % d'un capital de 500 M\$, échéant respectivement le 17 novembre 2025 et le 17 novembre 2026, afin de financer l'acquisition de TotalEnergies Canada.



# 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 et in situ dans les sables pétrolifères de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta. Suncor a des installations de valorisation intégrées où le bitume est valorisé pour être transformé en PBS ou mélangé avec du diluant afin de servir de charge d'alimentation pour les raffineries ou d'être vendu directement sur le marché.

### Exploitation minière

Suncor est entièrement propriétaire de deux exploitations minières à ciel ouvert, 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 est également une exploitation minière 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. En 2023, la Société a extrait environ 149,0 millions de tonnes de minerai de bitume (147,1 millions de tonnes en 2022) et a traité en moyenne 250,1 kb/j de bitume dans ses installations d'extraction (256,9 kb/j en 2022).

Des pelles sont utilisées dans la zone Millenium et dans le secteur North Steepbank pour excaver les sables pétrolifères renfermant du bitume, qui sont acheminés par camion vers les trieuses et les concasseurs, qui réduisent la taille du minerai. Une boue composée d'eau chaude, de sable et de bitume est ensuite créée et acheminée par l'entremise de pipelines vers des usines d'extraction. Le bitume brut est séparé de la boue par un procédé à l'eau chaude qui crée une mousse de bitume. Du naphta est ajouté à la mousse de bitume pour créer du bitume dilué, qui est expédié ensuite vers une centrifugeuse qui en retire la plupart des impuretés et des minéraux restants. Les résidus grossiers produits dans le cadre du procédé sont placés directement dans des dépôts de sable.

#### 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 mousage 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 2023, Fort Hills était exploitée à des taux de production réduits en raison de son plan triennal d'amélioration de la mine, qui a été mis en œuvre au quatrième trimestre de 2022. En 2023, la production brute de Fort Hills s'est établie en moyenne à 147,1 kb/j de bitume (106,4 kb/j nets pour Suncor) (production brute de 157,3 kb/j en 2022; 85,1 kb/j nets pour Suncor) par rapport à environ 72,5 millions de tonnes de bitume extraites nettes pour Suncor (53,5 millions de tonnes nettes pour Suncor en 2022).

En 2023, Suncor a réalisé deux acquisitions distinctes de participations directes supplémentaires dans Fort Hills qui ont fait passer sa participation de 54,11 % à 100 %.

#### 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 près de Fort McMurray, 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 North Mine. La production pétrolière à MLX-W devrait commencer à la fin de 2025. Le programme visant l'extension Mildred Lake East (« MLX-E ») suivra le développement de MLX-W si les conditions économiques demeurent adéquates.

En 2023, la part de la production de Syncrude revenant à Suncor, y compris la consommation interne et les transferts via les pipelines de raccordement, s'est établie en moyenne à 192,6 kb/j de PBS, de produits intermédiaires et de bitume (184,8 kb/j en 2022).

#### 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 ses projets de remplacement de mines.

Suncor est indirectement propriétaire de participations dans d'autres concessions de sables pétrolifères exploitables, notamment Mildred Lake West, Mildred Lake East, la concession 29, la concession 30 et la concession 31, par l'intermédiaire de sa participation dans Syncrude.

#### **Activités in situ**

Les activités in situ de Suncor comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères 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 ou 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 utilisé dans les installations des Activités de base des Sables pétrolifères ou vendu au réseau électrique de l'Alberta.

#### Firebag

La production tirée des activités du projet Firebag a commencé en 2004. Le complexe Firebag comprend des installations de traitement centrales dont la capacité totale est de 215 kb/j de bitume.

Firebag compte 25 plateformes en exploitation, composées de 320 paires de puits utilisant le procédé de DGMV et de 53 puits intercalaires soit producteurs, soit au stade initial de l'injection de vapeur. 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. De plus, Firebag comprend cinq unités de cogénération qui produisent de la vapeur et qui sont capables de produire environ 474 MW d'électricité. Les besoins en matière de charge d'électricité à Firebag s'élevaient à environ 122 MW en 2023, et Firebag a exporté quelque 229 MW d'électricité au réseau électrique de l'Alberta et aux Activités de base des Sables pétrolifères. Il y a également 15 chaudières à vapeur à circulation forcée sur place qui peuvent produire de la vapeur additionnelle.

En 2023, la production de Firebag s'est établie en moyenne à 217,4 kb/j de bitume (198,9 kb/j en 2022) avec un ratio vapeur-pétrole de 2,7 (2,7 en 2022).

#### MacKay River

La production provenant des activités à 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 neuf plateformes comptant 133 paires de puits, qui étaient soit des puits producteurs soit des puits au stade initial de l'injection de vapeur. Un tiers est propriétaire de l'unité de cogénération sur place, dont Suncor est l'exploitante et qui produit de la vapeur et de l'électricité. Le site comprend également quatre chaudières à vapeur à circulation forcée, qui peuvent produire de la vapeur additionnelle.

En 2023, la production de Mackay River s'est établie en moyenne à 33,7 kb/j de bitume (32,4 kb/j en 2022) avec un ratio vapeur-pétrole de 2,9 (2,8 en 2022).

#### Autres concessions

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 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, soit l'unité de valorisation 1, dont la capacité est d'environ 110 kb/j de PBS, et l'unité de valorisation 2, dont la capacité est d'environ 240 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.

En 2023, les actifs des Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor ont produit en moyenne 314,9 kb/j de produits valorisés (PBS et diesel) provenant principalement du bitume issu des Activités de base des Sables pétrolifères, des activités in situ et de Fort Hills, y compris la consommation interne de la Société et les transferts au moyen des pipelines de raccordement (314,6 kb/j en 2022).

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.

##### 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. 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.

#### **Intégration régionale**

##### Transport du secteur In situ et de Fort Hills à l'usine de base

La production de bitume du secteur In situ traitée par les installations de valorisation des Activités de base des Sables pétrolifères en 2023 a diminué pour s'établir à 127,7 kb/j ou

51 % (130,2 kb/j ou 56 % en 2022) de la production totale de bitume du secteur In situ. Depuis 2022, jusqu'à 60 kb/j de bitume de Fort Hills peuvent être transportés vers les Activités de base des Sables pétrolifères pour y être valorisés. En 2023, 18,6 kb/j (0,3 kb/j en 2022) de bitume de Fort Hills ont été valorisés aux installations des Activités de base des Sables pétrolifères.

#### Pipeline de raccordement bilatéral entre l'usine de base et Syncrude

Des pipelines de raccordement relient le site Mildred Lake de Syncrude aux Activités de base des Sables pétrolifères de Suncor. Ces pipelines améliorent la souplesse opérationnelle en offrant une capacité de transport du bitume et du PBS corrosif entre les deux usines, ce qui permet d'accroître l'utilisation des installations de valorisation. Ils donnent à Suncor la possibilité de vendre des produits intermédiaires à Syncrude, dont du bitume et du PBS corrosif.

#### Production d'électricité

Suncor construit une centrale de cogénération de 800 MW qui remplacera les chaudières à coke existantes aux installations des Activités de base des Sables pétrolifères. Le projet fournira la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et réduira d'environ 25 % l'intensité des émissions de GES associées à la production de vapeur dans ces installations. En outre, l'électricité excédentaire produite sera transmise au réseau électrique de l'Alberta, ce qui assurera un approvisionnement électrique de base fiable à faibles émissions de carbone. Au total, ce projet devrait réduire les émissions de GES dans la province de quelque 5,1 MT par année et entrer en service à la fin de 2024.

#### **Nouvelles technologies**

Suncor met à profit l'innovation et la technologie dans l'ensemble de ses activités afin de rehausser la sécurité, de contribuer à réduire davantage son empreinte environnementale, d'améliorer les outils et les processus qu'elle utilise dans ses activités quotidiennes, de maximiser son rendement financier et d'accroître la valeur de ses produits. De plus, la Société cherche des occasions de collaborer avec d'autres entreprises et d'accélérer le développement de technologies permettant de réduire son impact sur l'air, le sol et l'eau.

Suncor travaille également sur plusieurs nouveaux projets technologiques, qui en sont à la phase de déploiement ou de mise en œuvre ou à la phase d'essais sur le terrain, ou qui sont terminés. Voici des exemples de ces projets :

- Technologie d'évitement des collisions et de gestion de la fatigue – En 2023, Suncor a mis en œuvre avec succès une technologie d'évitement des collisions et de gestion de la fatigue visant à prévenir les accrochages entre les quelque 1 000 pièces d'équipement roulant composant son parc d'équipement minier.
- Systèmes de transport autonome – À la suite d'une évaluation à l'échelle commerciale couronnée de succès en 2018, la Société a amorcé la mise en place progressive de systèmes de transport autonome à ses sites miniers en exploitation. De tels systèmes ont été déployés à

North Steepbank en 2018 et à Fort Hills en 2020. Par la suite, en 2021, Fort Hills a temporairement recommencé à utiliser des systèmes de transport opérés manuellement afin de mieux gérer la congestion et les interactions entre les opérations manuelles et les opérations autonomes. Le redéploiement à Fort Hills devrait avoir lieu après l'achèvement du plan triennal d'amélioration de la mine et la progression du développement de North Pit en vue d'établir une superficie suffisante pour les activités autonomes. Aux Activités de base des Sables pétrolifères, la Société prévoit déployer également des camions de transport autonomes à sa mine Millennium et disposer de 91 camions de transport autonomes à ses Activités de base des Sables pétrolifères d'ici la fin de 2024.

- Structure d'entreposage aquatique permanente (*Permanent Aquatic Storage Structure* ou « PASS ») – Tablant sur son procédé de réduction des résidus (Tailings Reduction Operations ou « TROMC »), Suncor a mis au point un procédé de traitement des résidus liquides au moyen de la technologie PASS afin d'augmenter considérablement la quantité de résidus liquides qu'elle peut traiter de manière durable. La technologie PASS combine le procédé TROMC à l'application d'une technique de traitement afin d'améliorer la qualité de l'eau.
- DGMV à solvant amélioré (« DGMV-SA ») – Le DGMV-SA est une amélioration de la technologie de DGMV qui accélère la production de bitume, réduit le ratio vapeur-pétrole et abaisse les émissions de GES. Cette technologie a été mise à l'essai avec succès dans une configuration de demi-plateforme à Firebag de 2019 à 2021, après quoi une démonstration commerciale a été lancée sur une plateforme entière à Firebag au quatrième trimestre de 2022 dans le but de confirmer une amélioration importante de la performance environnementale et économique. En attendant les résultats positifs de cette démonstration, Suncor se prépare en vue d'un déploiement commercial de cette technologie dans ses projets in situ dès 2027.
- Procédé de DGMV à base de solvant – Les procédés à base de solvant remplacent complètement ou quasi-complètement la vapeur par un solvant hydrocarboné afin de réduire les émissions de GES jusqu'à 70 %. L'effet combiné du solvant et de la chaleur est censé réduire considérablement les besoins en énergie et possiblement entraîner une amélioration progressive de la performance économique et environnementale, y compris une réduction de plus de 50 % de l'intensité des émissions par rapport au procédé de DGMV.
- Extraction non aqueuse (« ENA ») – Il s'agit d'un nouveau procédé d'extraction possible pour l'exploitation des sables pétrolifères qui utilise des solvants plutôt que de l'eau comme principal outil d'extraction. Ce procédé peut possiblement réduire la consommation d'eau et les résidus et simplifier les méthodes d'extraction tout en réduisant les coûts et les émissions de GES.

## 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 américain et des Rocheuses américaines et les marchés de la côte américaine du golfe du Mexique. 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	2023		2022	
	kb/j	% des produits d'exploitation	kb/j	% des produits d'exploitation
PBS et diesel	486,6	72	482,6	71
Bitume	199,4	27	180,7	21
Sous-produits et autres produits d'exploitation <sup>1)</sup>	s.o.	1	s.o.	2
	<b>686,0</b>		<b>663,3</b>	

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

Dans le cours normal des activités, Suncor traite le PBS corrosif qu'elle produit dans ses raffineries ou conclut des conventions de vente à long terme, qui comprennent des conditions variables en ce qui a trait à l'établissement des prix, au volume, à l'expiration et à la résiliation.

### Distribution de produits

La production tirée des activités du secteur Sables pétrolifères et de Fort Hills est recueillie aux installations du terminal Athabasca, exploité par Enbridge, ou du Parc de stockage Est, exploité par Suncor et connecté au terminal Athabasca.

Suncor a conclu des arrangements avec Enbridge afin d'entreposer le PBS, le bitume dilué et le diesel au terminal Athabasca. Les produits circulent à partir du terminal Athabasca des façons suivantes :

- À Edmonton, au moyen du pipeline du secteur Sables pétrolifères, dont Suncor est la propriétaire-exploitante. À Edmonton, 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 Cheecham (Alberta), au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge ou du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge, et à partir de Cheecham, au moyen du pipeline Athabasca d'Enbridge ou du prolongement du pipeline Wood Buffalo d'Enbridge jusqu'à Hardisty (Alberta).
- 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 jusqu'à la station de Fort Lupton de Suncor. Suncor est la propriétaire-exploitante d'un pipeline qui est connecté à la raffinerie de Commerce City et qui débute à la station 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.

La production de Syncrude est acheminée au marché par l'entremise du pipeline Alberta Oil Sands, exploité par Pembina.

## 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 participe également au forage d'exploration pour de nouvelles occasions. Suncor est la seule société de la région qui détient des participations dans chaque champ actuellement en production.

#### 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.

Dans le cadre de la préparation au projet de prolongation de la durée de vie des actifs, Terra Nova a été mis hors service en 2019. En 2021, Suncor et les copropriétaires du projet Terra Nova ont mis au point un accord de restructuration de la propriété du projet et ont poursuivi le projet de prolongation de la durée de vie des actifs. Aux termes de cet

accord, la participation directe de la Société est passée d'environ 38 % à 48 % en échange d'un paiement en espèces des propriétaires qui cèdent leur participation. Cet accord prévoyait des redevances et un soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

Une fois le projet de prolongation de la durée de vie des actifs achevé, Terra Nova a repris la production en toute sécurité au quatrième trimestre de 2023, la production devant continuer de progresser au début de 2024. En 2023, la part de la production de Terra Nova revenant à Suncor s'est établie en moyenne à 0,6 kb/j de pétrole brut (0 kb/j en 2022).

#### 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. On y compte 74 puits : 41 puits producteurs de pétrole, 27 puits d'injection d'eau, cinq puits d'injection de gaz et un puits d'injection alternée d'eau et de gaz.

En 2010, les coentrepreneurs d'Hibernia et le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador ont convenu de développer l'unité d'extension Hibernia Southern. On y compte huit puits producteurs de pétrole et neuf puits d'injection d'eau.

En 2023, la part de la production d'Hibernia revenant à Suncor s'est établie en moyenne à 13,8 kb/j de pétrole brut (15,1 kb/j en 2022).

#### 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. On y compte 45 puits : 23 puits producteurs de pétrole, 16 puits d'injection d'eau, trois puits de stockage de gaz et trois puits d'injection de gaz.

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.

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. D'importants travaux de développement ont débuté en 2018. En 2020, l'exploitant a mis le projet en veilleuse en raison de l'incertitude que la COVID-19 a engendrée sur le marché. En 2022, parallèlement à la décision des propriétaires de la coentreprise de relancer le projet, Suncor a augmenté sa participation de 27,5 % dans le champ White Rose pour la porter à 40 % et sa participation de 26,1 % dans les extensions pour la porter à 38,6 %. White Rose a été mis hors service vers la fin du quatrième trimestre de 2023 pour entreprendre le

projet de prolongation de la durée de vie des actifs de PSD de SeaRose. La production à White Rose devrait reprendre une fois le projet terminé. La production au projet West White Rose devrait commencer en 2026.

En 2023, la part de la production de White Rose revenant à Suncor s'est établie en moyenne à 5,2 kb/j de pétrole brut (6,1 kb/j en 2022).

#### 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.

On y compte 30 puits : 20 puits de production de pétrole, six puits d'injection d'eau, un puits d'injection de gaz, un puits de réinjection de déblais et deux puits d'injection alternée d'eau et de gaz. En 2023, la part de la production revenant à Suncor s'est établie en moyenne à 24,8 kb/j de pétrole brut (29,0 kb/j en 2022).

#### Autres actifs

Suncor détient des participations dans 49 attestations de découverte importante et trois permis de prospection au large des côtes dans ce secteur.

#### **Distribution de produits**

Côte Est du Canada : 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**

##### **Activités au large du Royaume-Uni**

Au deuxième trimestre de 2023, Suncor a réalisé la vente de son portefeuille du secteur E et P au Royaume-Uni, qui comprenait ses participations dans Buzzard et Rosebank situés dans le secteur britannique dans la Mer du Nord, pour un produit brut de 1,1 G\$, avant les rajustements de clôture et les autres coûts de clôture.

##### **Autres – 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 2023 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.

La part de la production en Libye revenant à Suncor sur une base économique s'est établie en moyenne à 4,0 kbj de pétrole brut en 2023 (3,3 kbj en 2022).

## Syrie

En décembre 2011, en raison du climat d'agitation en Syrie, des sanctions ont été imposées, 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 en conséquence d'enregistrer l'ensemble de la production et des produits des activités ordinaires associés à ses actifs syriens. En raison de l'incertitude persistante entourant l'avenir de Suncor dans ce pays, la valeur résiduelle des actifs de Suncor en Syrie a été réduite pour être ramenée à zéro en 2013.

## Ventes des principaux produits

La production pétrolière et gazière provenant de la côte Est du Canada et des actifs au large du Royaume-Uni, avant qu'on s'en départisse, est commercialisée par l'entreprise Commerce d'énergie de Suncor. Suncor ne conclut habituellement pas d'ententes d'approvisionnement à long terme pour vendre sa production provenant de son secteur E et P. Les contrats de ventes directes sont tous faits au comptant et comportent des prix qui sont généralement établis quotidiennement ou mensuellement en fonction d'un prix de référence du marché précis.

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

Sommaire des ventes – Exploitation et production :

Volumes des ventes	2023		2022	
	kbej/j	% des produits d'exploitation	kbej/j	% des produits d'exploitation
<b>E et P Canada</b>				
Pétrole brut	41,5	78	51,4	63
<b>E et P International</b>				
Pétrole brut et LGN <sup>1)2)</sup>	11,4	22	28,5	36
Gaz naturel	—	—	0,7	1
<b>Total – Exploration et production</b>				
Pétrole brut et LGN <sup>2)</sup>	52,9	100	79,9	99
Gaz naturel	—	—	0,7	1

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

2) Comprend des quantités négligeables de LGN.

## Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation (« R et C ») de Suncor comprend deux principaux segments, soit les activités de raffinage, d'approvisionnement 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. Font également partie de ce secteur les activités de négociation de pétrole brut, de produits raffinés, de gaz naturel et d'électricité.

## Raffinage et approvisionnement – Actifs et activités

### 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. L'approvisionnement en pétrole brut se fait aux prix du marché 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 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. Elle produit également des charges d'alimentation vendues aux termes d'un contrat d'approvisionnement à long terme conclu avec l'installation de lubrifiants de HollyFrontier. 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 2023, l'usine a produit 360 millions de litres d'éthanol (358 millions de litres en 2022).

Suncor détient une participation de 51 % dans ParaChem Chemicals L.P., qui est propriétaire-exploitante d'une usine de produits pétrochimiques située près de la raffinerie de Montréal. L'usine produit principalement du paraxylène, qui

est utilisé par les clients pour fabriquer des textiles de polyester et des bouteilles de plastique. La production de paraxylène totalisait environ 271 303 tonnes métriques en 2023 (342 500 tonnes métriques en 2022).

#### **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 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 peut traiter une charge d'alimentation lourde mixte d'environ 44 kb/j, 44 kb/j de PBS corrosif et 58 kb/j de PBS non corrosif.

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 canadien 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.

##### Raffinerie de Commerce City

La raffinerie de Commerce City traite principalement du pétrole brut classique et a la capacité de traiter jusqu'à 16 kb/j de PBS corrosif et de 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 par l'entremise d'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.

## 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 2023 et 2022.

Production brute moyenne quotidienne (kb/j, sauf indication contraire)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
PBS non corrosif	25,7	20,2	31,3	25,0	60,6	53,8	—	—
PBS corrosif	—	—	32,1	32,4	45,3	45,2	7,0	8,4
Bitume dilué	25,1	26,1	—	—	32,6	39,0	9,4	9,5
Classique non corrosif	70,4	74,2	—	—	—	—	46,3	60,3
Classique corrosif	8,5	7,8	19,3	20,5	—	—	7,1	10,8
Total	129,7	128,3	82,7	77,9	138,5	138,0	69,8	89,0
Capacité totale	137	137	85	85	146	146	98	98
Utilisation (%)	95	94	97	92	95	95	71	91
Pétrole brut traité <sup>1)</sup>	23,6	19,2	47,7	46,7	98,6	99,4	7,0	8,4

1) Comprend les activités en amont de Suncor, y compris sa participation directe dans Syncrude.

Composition de la production de pétrole raffiné (%)	Montréal		Sarnia		Edmonton		Commerce City	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Esence	38	35	45	45	42	38	47	48
Distillats	39	39	41	40	53	56	34	34
Autres	23	26	14	15	5	6	20	18

## 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 2023 :

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)

## Commercialisation – Actifs et activités

Le réseau de stations-service au détail de Suncor est exploité, principalement sous la bannière Petro-Canada<sup>MC</sup>, à l'échelle nationale. Il comprend 1 585 points de vente au Canada, dont 758 sont des stations-service appartenant à la Société et 827 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<sup>MC</sup>. Les ventes annuelles d'essence et de carburants du réseau au détail canadien de

Suncor ont totalisé en moyenne environ 4,2 millions de litres par site en 2023 (4,2 millions de litres en 2022).

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<sup>MC</sup>, Exxon<sup>MC</sup> ou Mobil<sup>MC</sup>. En outre, Suncor a conclu des contrats d'approvisionnement en produits avec 100 sites de la bannière Shell au Colorado et au Wyoming, et avec 69 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.

L'entreprise de vente en gros de Suncor vend des produits raffinés aux marchés de l'agriculture, du chauffage domestique et du pavage, aux petites industries, au secteur commercial et à l'industrie du camionnage. Grâce à son réseau PETRO-PASS<sup>MC</sup>, Suncor est un commerçant national dans le secteur du transport routier commercial au Canada. Qui plus est, Suncor vend des produits raffinés directement à de grands clients des secteurs industriels et commerciaux ainsi qu'à des commerçants indépendants.

Au premier trimestre de 2023, Suncor a conclu une convention de copropriété avec North Atlantic visant à regrouper les réseaux de vente au détail de carburant. Le

#### 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	
	2023	2022
<b>Stations-service au détail – Canada</b>		
De la bannière Petro-Canada	<b>1 584</b>	1 589
De la bannière Sunoco	<b>1</b>	1
	<b>1 585</b>	1 590
<b>Stations-service au détail – États-Unis</b>		
De la bannière Shell – Colorado/Wyoming	<b>135</b>	143
De la bannière Exxon – Colorado	<b>54</b>	46
De la bannière Mobil – Colorado	<b>24</b>	31
	<b>213</b>	220
<b>Sites de vente en gros fonctionnant avec une carte – Canada</b>		
De la bannière Petro-Canada (PETRO-PASS)	<b>323</b>	323

- 1) Shell<sup>MC</sup> est une marque de commerce américaine déposée de Shell Trademark Management B.V., et Exxon<sup>MC</sup> et Mobil<sup>MC</sup> sont des marques de commerce américaines déposées d'Exxon Mobil Corporation.

réseau regroupé compte 110 sites et il s'en suivra un repositionnement de la marque North Atlantic, qui sera remplacée par la marque Petro-Canada<sup>MC</sup> à un certain nombre d'endroits.

Au deuxième trimestre de 2023, Petro-Canada<sup>MC</sup> 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<sup>MC</sup> 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.

## Volumes des ventes de produits raffinés

Volumes des ventes	2023		2022	
	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	112,2		107,0	
Ouest de l'Amérique du Nord	115,8		120,6	
	228,0	42	227,6	40
Distillats (comprend le carburant diesel, le mazout de chauffage et le carburant d'aviation)				
Est de l'Amérique du Nord	104,3		96,9	
Ouest de l'Amérique du Nord	139,6		147,7	
	243,9	49	244,6	51
Autres (comprend le mazout lourd, l'asphalte, les produits pétrochimiques et les autres produits)				
Est de l'Amérique du Nord	51,9		55,4	
Ouest de l'Amérique du Nord	29,3		26,0	
	81,2	9	81,4	9
	553,1		553,6	

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 solutions en matière 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 pétrolifères 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 pour les 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 quatre raffineries de la Société, en gérant les niveaux des stocks de pétrole brut au cours de la révision des raffineries et des périodes de maintenance imprévues, et en gérant les incidences à l'externe découlant des interruptions des 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 pétrolifères 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	2023	2022
Sables pétrolifères	9 590	10 076
Exploration et production	215	293
Raffinage et commercialisation	2 447	2 615
Siège social	2 654	3 574
Total	14 906	16 558

En plus des employés de Suncor, la Société fait également appel à des entrepreneurs indépendants pour la fourniture de divers services. Au 31 décembre 2023, Suncor comptait 404 entrepreneurs (713 entrepreneurs en 2022).

Environ 25 % 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 la concurrence, les conflits d'intérêts, la protection et l'utilisation adéquate des actifs et des occasions de l'entreprise, la confidentialité, la communication de renseignements importants, la négociation des actions et des titres de la Société, les communications au public, les paiements irréguliers, l'égalité des chances et la discrimination, le respect en milieu de travail, les pratiques équitables dans le cadre des relations commerciales et les rapports comptables et le contrôle administratif. 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.

La politique de Suncor concernant les relations avec les parties intéressées reflète ses valeurs. Elle fait état de la conviction de Suncor que des relations harmonieuses avec les parties intéressées apportent des avantages mutuels considérables, notamment parce qu'elles permettent la prise de décisions éclairées, la résolution de problèmes par la mise en place de solutions économiques en temps opportun qui favorisent toutes les parties visées, le renforcement des collectivités de même que le partage des connaissances.

La politique sur les relations avec les Autochtones du Canada exprime le souhait de Suncor de travailler en collaboration avec les peuples autochtones dans le but de créer une valeur commune. Cette politique jette les bases d'une approche conséquente des relations de la Société avec les peuples autochtones et souligne les responsabilités et les engagements de Suncor; elle vise à guider les décisions de Suncor au quotidien.

La politique sur l'environnement, la santé et la sécurité prévoit que les membres de la direction de Suncor sont responsables de s'assurer que les employés et les entrepreneurs qui sont sous leur direction possèdent les compétences requises pour gérer leurs responsabilités sur le plan de l'environnement, de la santé et de la sécurité et qu'ils connaissent les risques associés à leurs tâches et que tous les employés et entrepreneurs de Suncor sont tenus de respecter les lois, codes, règlements, normes et procédures nécessaires pour exécuter leur travail de façon sécuritaire pour eux et pour leurs collègues.

# 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 21 mars 2024, avec une date de prise d'effet au 31 décembre 2023. 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 17 janvier 2024.

## 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 16 février 2024 (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 2023, 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 et des définitions ainsi que de l'information dont il est fait mention dans les Notes concernant les tableaux de données relatives aux réserves, les Définitions s'appliquant aux tableaux de données relatives aux réserves et les Notes sur les produits des activités ordinaires nets futurs lorsqu'ils consultent les notes et les 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 2023 de la Société, qui peut être consulté sur SEDAR+ au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca) et sur EDGAR au [sec.gov](http://sec.gov).

## Tableaux et notes concernant les réserves de pétrole et de gaz

### Sommaire des réserves de pétrole et de gaz<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023

(prix et coûts prévisionnels)<sup>2)</sup>

	PBS <sup>3)</sup> (Mb)		Bitume (Mb)		Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>4)</sup> (Mb)		Total (Mbep)	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>								
Exploitation minière	1 509	1 354	1 379	1 263	-	-	2 887	2 617
In situ	249	208	115	89	-	-	363	297
E et P Canada	-	-	-	-	77	65	77	65
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>1 757</b>	<b>1 562</b>	<b>1 493</b>	<b>1 352</b>	<b>77</b>	<b>65</b>	<b>3 328</b>	<b>2 978</b>
<b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>								
Exploitation minière	-	-	-	-	-	-	-	-
In situ	-	-	-	-	-	-	-	-
E et P Canada	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b><i>Prouvées non développées</i></b>								
Exploitation minière	281	252	14	12	-	-	295	263
In situ	854	723	563	456	-	-	1 418	1 180
E et P Canada	-	-	-	-	60	53	60	53
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>1 135</b>	<b>975</b>	<b>577</b>	<b>468</b>	<b>60</b>	<b>53</b>	<b>1 772</b>	<b>1 496</b>
<b><i>Prouvées</i></b>								
Exploitation minière	1 789	1 606	1 392	1 275	-	-	3 182	2 881
In situ	1 103	931	678	545	-	-	1 781	1 476
E et P Canada	-	-	-	-	137	117	137	117
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>2 893</b>	<b>2 537</b>	<b>2 070</b>	<b>1 820</b>	<b>137</b>	<b>117</b>	<b>5 100</b>	<b>4 474</b>
<b><i>Probables</i></b>								
Exploitation minière	313	275	283	249	-	-	596	525
In situ	1 159	930	221	168	-	-	1 380	1 098
E et P Canada	-	-	-	-	114	89	114	89
<b>Total des réserves probables</b>	<b>1 472</b>	<b>1 206</b>	<b>504</b>	<b>417</b>	<b>114</b>	<b>89</b>	<b>2 090</b>	<b>1 712</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>								
Exploitation minière	2 102	1 881	1 675	1 524	-	-	3 778	3 405
In situ	2 262	1 861	899	713	-	-	3 161	2 574
E et P Canada	-	-	-	-	251	206	251	206
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>4 365</b>	<b>3 743</b>	<b>2 574</b>	<b>2 237</b>	<b>251</b>	<b>206</b>	<b>7 189</b>	<b>6 185</b>

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 brutes<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023

(prix et coûts prévisionnels)<sup>2)</sup>

	PBS <sup>3)</sup>			Bitume			Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>4/5)</sup>			Gaz naturel classique			Total		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Mb	Gpi <sup>3(e)</sup>	Gpi <sup>3(e)</sup>	Gpi <sup>3(e)</sup>	Mbep	Mbep	Mbep
<b>Exploitation minière</b>															
<b>31 décembre 2022</b>	1 646	302	1 948	826	383	1 209	—	—	—	—	—	—	2 472	685	3 157
Extensions et récupération améliorée <sup>6)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques <sup>7)</sup>	181	(21)	160	(37)	(229)	(266)	—	—	—	—	—	—	144	(250)	(106)
Découvertes <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>9)</sup>	95	31	126	642	129	771	—	—	—	—	—	—	736	160	897
Aliénations <sup>10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>12)</sup>	(132)	—	(132)	(39)	—	(39)	—	—	—	—	—	—	(170)	—	(170)
<b>31 décembre 2023</b>	<b>1 789</b>	<b>313</b>	<b>2 102</b>	<b>1 392</b>	<b>283</b>	<b>1 675</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>3 182</b>	<b>596</b>	<b>3 778</b>
<b>In Situ</b>															
<b>31 décembre 2022</b>	930	1 331	2 261	593	244	836	—	—	—	—	—	—	1 523	1 575	3 098
Extensions et récupération améliorée <sup>6)</sup>	233	(130)	102	86	(67)	20	—	—	—	—	—	—	319	(197)	122
Révisions techniques <sup>7)</sup>	(21)	(42)	(63)	42	44	86	—	—	—	—	—	—	21	3	24
Découvertes <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations <sup>10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>12)</sup>	(38)	—	(38)	(44)	—	(44)	—	—	—	—	—	—	(82)	—	(82)
<b>31 décembre 2023</b>	<b>1 103</b>	<b>1 159</b>	<b>2 262</b>	<b>678</b>	<b>221</b>	<b>899</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1 781</b>	<b>1 380</b>	<b>3 161</b>
<b>E et P Canada</b>															
<b>31 décembre 2022</b>	—	—	—	—	—	—	153	114	267	—	—	—	153	114	267
Extensions et récupération améliorée <sup>6)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	1	1	—	—	—	—	1	1
Révisions techniques <sup>7)</sup>	—	—	—	—	—	—	1	(1)	—	—	—	—	1	(1)	—
Découvertes <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations <sup>10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>12)</sup>	—	—	—	—	—	—	(17)	—	(17)	—	—	—	(17)	—	(17)
<b>31 décembre 2023</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>137</b>	<b>114</b>	<b>251</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>137</b>	<b>114</b>	<b>251</b>
<b>Total - Canada</b>															
<b>31 décembre 2022</b>	2 576	1 633	4 210	1 419	626	2 045	153	114	267	—	—	—	4 148	2 374	6 521
Extensions et récupération améliorée <sup>6)</sup>	233	(130)	102	86	(67)	20	—	1	1	—	—	—	319	(196)	123
Révisions techniques <sup>7)</sup>	159	(62)	97	6	(185)	(179)	1	(1)	—	—	—	—	166	(248)	(82)
Découvertes <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>9)</sup>	95	31	126	642	129	771	—	—	—	—	—	—	736	160	897
Aliénations <sup>10)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Facteurs économiques <sup>11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>12)</sup>	(170)	—	(170)	(82)	—	(82)	(17)	—	(17)	—	—	—	(269)	—	(269)
<b>31 décembre 2023</b>	<b>2 893</b>	<b>1 472</b>	<b>4 365</b>	<b>2 070</b>	<b>504</b>	<b>2 574</b>	<b>137</b>	<b>114</b>	<b>251</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>5 100</b>	<b>2 090</b>	<b>7 189</b>

Voir les notes 1) à 12) 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.

## Variation des réserves brutes<sup>1)</sup> (suite)

au 31 décembre 2023  
(prix et coûts prévisionnels)<sup>2)</sup>

	PBS <sup>3)</sup>			Bitume			Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>4)</sup>			Gaz naturel classique			Total		
	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables	Prouvées	Probables	Prouvées et probables
	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Mb)	(Gpi <sup>2</sup> (e))	(Gpi <sup>2</sup> (e))	(Gpi <sup>2</sup> (e))	(Mbep)	(Mbep)	(Mbep)
<b>Mer du Nord</b>															
<b>31 décembre 2022</b>	—	—	—	—	—	—	33	11	43	2	1	3	33	11	44
Extensions et récupération améliorée <sup>6)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Révisions techniques <sup>7)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Découvertes <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>9)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Aliénations <sup>10)</sup>	—	—	—	—	—	—	(30)	(11)	(41)	(2)	(1)	(3)	(30)	(11)	(41)
Facteurs économiques <sup>11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>12)</sup>	—	—	—	—	—	—	(3)	—	(3)	—	—	—	(3)	—	(3)
<b>31 décembre 2023</b>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total</b>															
<b>31 décembre 2022</b>	2 576	1 633	4 210	1 419	626	2 045	185	125	310	2	1	3	4 181	2 385	6 565
Extensions et récupération améliorée <sup>6)</sup>	233	(130)	102	86	(67)	20	—	1	1	—	—	—	319	(196)	123
Révisions techniques <sup>7)</sup>	159	(62)	97	6	(185)	(179)	1	(1)	—	—	—	—	166	(248)	(82)
Découvertes <sup>8)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Acquisitions <sup>9)</sup>	95	31	126	642	129	771	—	—	—	—	—	—	736	160	897
Aliénations <sup>10)</sup>	—	—	—	—	—	—	(30)	(11)	(41)	(2)	(1)	(3)	(30)	(11)	(41)
Facteurs économiques <sup>11)</sup>	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production <sup>12)</sup>	(170)	—	(170)	(82)	—	(82)	(20)	—	(20)	—	—	—	(272)	—	(272)
<b>31 décembre 2023</b>	<b>2 893</b>	<b>1 472</b>	<b>4 365</b>	<b>2 070</b>	<b>504</b>	<b>2 574</b>	<b>137</b>	<b>114</b>	<b>251</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>5 100</b>	<b>2 090</b>	<b>7 189</b>

Voir les notes 1) à 12) 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 2023

- Les chiffres des tableaux sur les données relatives aux réserves pourraient sembler inexacts, étant donné qu'ils ont été arrondis.
- 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.
- Les réserves de PBS comprennent les volumes des ventes de diesel de la Société.
- Les volumes bruts de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent les quantités de pétrole brut lourd suivantes : prouvées développées exploitées : 48 Mb, prouvées : 48 Mb, probables : 17 Mb et prouvées et probables : 65 Mb. Les volumes nets de pétrole brut léger et de pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent les quantités de pétrole brut lourd suivantes : prouvées développées exploitées : 40 Mb, prouvées : 40 Mb, probables : 14 Mb et prouvées et probables : 53 Mb.
- Les révisions techniques à l'égard du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen pour E et P Canada comprennent les quantités de pétrole brut lourd suivantes : prouvées : 5 Mb, probables : (2 Mb) et prouvées et probables : 3 Mb.
- 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 en 2023 sont principalement attribuables à l'ajout des réserves de Firebag.
- Les révisions techniques comprennent les changements apportés aux estimations antérieures qui résultent de nouvelles données techniques ou d'interprétations



révisées. Les modifications en 2023 sont principalement attribuables aux mises à jour des plans de développement et d'exploitation et aux nouveaux renseignements obtenus en cours d'année, notamment les résultats de forage et le rendement continu des champs. En 2023, les modifications dans le secteur Exploitation minière sont principalement attribuables aux mises à jour des plans de mine. En 2023, les modifications dans les secteurs In Situ et E et P sont principalement attribuables aux mises à jour du rendement de la production.

- 8) 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. Il n'y a eu aucune découverte en 2023.
- 9) Les acquisitions sont des ajouts aux estimations de réserves en raison de l'achat de participations dans des terrains pétrolifères et gazéifères. En 2023, Suncor a augmenté sa participation directe dans Fort Hills pour la porter à 100 %.
- 10) 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 pétrolifères et gazéifères. En 2023, Suncor s'est départi de sa participation dans les actifs au Royaume-Uni.
- 11) Les facteurs économiques désignent les changements attribuables principalement aux prévisions de prix, aux taux d'inflation ou aux modifications réglementaires.
- 12) 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 impôts<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023

(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)					Valeur unitaire <sup>2)</sup>
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %	(\$/bep)
<b><i>Prouvées développées exploitées</i></b>						
Exploitation minière	14 285	30 360	24 793	19 415	15 588	10,00
In situ	13 521	11 581	10 077	8 903	7 973	35,00
E et P Canada	3 397	3 202	2 981	2 779	2 605	47,00
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>31 203</b>	<b>45 143</b>	<b>37 851</b>	<b>31 096</b>	<b>26 165</b>	<b>13,00</b>
<b><i>Prouvées développées inexploitées</i></b>						
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b><i>Prouvées non développées</i></b>						
Exploitation minière	5 649	4 051	2 736	1 877	1 318	11,00
In situ	46 732	22 933	12 548	7 511	4 823	12,00
E et P Canada	1 246	1 009	768	552	370	15,00
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>53 627</b>	<b>27 993</b>	<b>16 052</b>	<b>9 940</b>	<b>6 511</b>	<b>12,00</b>
<b><i>Prouvées</i></b>						
Exploitation minière	19 934	34 411	27 529	21 292	16 906	10,00
In situ	60 253	34 513	22 625	16 414	12 796	17,00
E et P Canada	4 643	4 211	3 748	3 331	2 974	33,00
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>84 829</b>	<b>73 135</b>	<b>53 903</b>	<b>41 037</b>	<b>32 676</b>	<b>13,00</b>
<b><i>Probables</i></b>						
Exploitation minière	13 357	8 871	5 716	4 043	3 100	12,00
In situ	81 613	20 839	7 602	3 901	2 565	8,00
E et P Canada	6 064	4 632	3 568	2 797	2 232	42,00
<b>Total des réserves probables</b>	<b>101 034</b>	<b>34 342</b>	<b>16 887</b>	<b>10 741</b>	<b>7 897</b>	<b>11,00</b>
<b><i>Prouvées et probables</i></b>						
Exploitation minière	33 291	43 282	33 245	25 335	20 005	10,00
In situ	141 866	55 353	30 228	20 314	15 361	13,00
E et P Canada	10 707	8 843	7 317	6 128	5 207	37,00
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>185 864</b>	<b>107 478</b>	<b>70 790</b>	<b>51 777</b>	<b>40 573</b>	<b>12,00</b>

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 impôts<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023  
(prix et coûts prévisionnels)

	(en M\$, calculée au taux d'actualisation de %/an)				
	0 %	5 %	10 %	15 %	20 %
<b>Prouvées développées exploitées</b>					
Exploitation minière	3 897	23 172	19 476	15 277	12 238
In situ	10 577	9 042	7 851	6 922	6 189
E et P Canada	2 811	2 668	2 484	2 312	2 162
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>17 285</b>	<b>34 882</b>	<b>29 811</b>	<b>24 510</b>	<b>20 588</b>
<b>Prouvées développées inexploitées</b>					
Exploitation minière	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>Prouvées non développées</b>					
Exploitation minière	4 127	2 990	1 976	1 317	893
In situ	35 695	17 244	9 286	5 466	3 446
E et P Canada	806	634	454	292	154
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>40 627</b>	<b>20 869</b>	<b>11 717</b>	<b>7 074</b>	<b>4 493</b>
<b>Prouvées</b>					
Exploitation minière	8 024	26 162	21 452	16 593	13 131
In situ	46 271	26 286	17 137	12 388	9 635
E et P Canada	3 617	3 302	2 938	2 603	2 315
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>57 913</b>	<b>55 750</b>	<b>41 527</b>	<b>31 585</b>	<b>25 081</b>
<b>Probables</b>					
Exploitation minière	9 920	6 782	4 283	2 971	2 245
In situ	62 722	15 907	5 826	3 022	2 008
E et P Canada	4 543	3 478	2 672	2 085	1 656
<b>Total des réserves probables</b>	<b>77 185</b>	<b>26 167</b>	<b>12 781</b>	<b>8 078</b>	<b>5 909</b>
<b>Prouvées et probables</b>					
Exploitation minière	17 944	32 945	25 736	19 564	15 376
In situ	108 993	42 193	22 963	15 410	11 642
E et P Canada	8 160	6 780	5 610	4 688	3 971
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>135 097</b>	<b>81 917</b>	<b>54 309</b>	<b>39 662</b>	<b>30 990</b>

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

## Total des produits des activités ordinaires nets futurs<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023  
(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
<b>Prouvées développées exploitées</b>								
Exploitation minière	294 020	27 337	154 606	39 120	58 672	14 285	10 388	3 897
In situ	34 933	5 556	12 173	2 798	886	13 521	2 944	10 577
E et P Canada	8 343	1 357	1 795	139	1 655	3 397	586	2 811
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>337 295</b>	<b>34 249</b>	<b>168 574</b>	<b>42 057</b>	<b>61 213</b>	<b>31 203</b>	<b>13 918</b>	<b>17 285</b>
<b>Prouvées développées inexploitées</b>								
Exploitation minière	—	—	—	—	—	—	—	—
In situ	—	—	—	—	—	—	—	—
E et P Canada	—	—	—	—	—	—	—	—
<b>Total des réserves prouvées développées inexploitées</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>—</b>
<b>Prouvées non développées</b>								
Exploitation minière	33 846	3 606	18 976	3 762	1 853	5 649	1 522	4 127
In situ	156 902	24 193	60 203	24 123	1 651	46 732	11 038	35 695
E et P Canada	6 922	862	1 652	1 986	1 177	1 246	440	806
<b>Total des réserves prouvées non développées</b>	<b>197 669</b>	<b>28 661</b>	<b>80 830</b>	<b>29 871</b>	<b>4 681</b>	<b>53 627</b>	<b>12 999</b>	<b>40 627</b>
<b>Prouvées</b>								
Exploitation minière	327 866	30 943	173 582	42 882	60 525	19 934	11 909	8 024
In situ	191 835	29 749	72 375	26 921	2 537	60 253	13 981	46 271
E et P Canada	15 264	2 219	3 447	2 125	2 831	4 643	1 026	3 617
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>534 965</b>	<b>62 910</b>	<b>249 404</b>	<b>71 928</b>	<b>65 893</b>	<b>84 829</b>	<b>26 917</b>	<b>57 913</b>
<b>Probables</b>								
Exploitation minière	72 389	8 482	33 621	9 085	7 844	13 357	3 438	9 920
In situ	231 466	42 282	76 147	29 728	1 696	81 613	18 891	62 722
E et P Canada	13 158	3 200	2 808	792	293	6 064	1 521	4 543
<b>Total des réserves probables</b>	<b>317 013</b>	<b>53 964</b>	<b>112 576</b>	<b>39 605</b>	<b>9 833</b>	<b>101 034</b>	<b>23 850</b>	<b>77 185</b>
<b>Prouvées et probables</b>								
Exploitation minière	400 255	39 425	207 204	51 967	68 369	33 291	15 347	17 944
In situ	423 301	72 031	148 522	56 649	4 234	141 866	32 873	108 993
E et P Canada	28 422	5 418	6 255	2 917	3 124	10 707	2 547	8 160
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>851 978</b>	<b>116 874</b>	<b>361 981</b>	<b>111 532</b>	<b>75 727</b>	<b>185 864</b>	<b>50 766</b>	<b>135 097</b>

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

## Produits des activités ordinaires nets futurs par type de produit<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023  
(prix et coûts prévisionnels)

(avant impôts, actualisés au taux annuel de 10 %)	M\$	Valeur unitaire \$/bep <sup>2)</sup>
<b>Prouvées développées exploitées</b>		
PBS	24 433	15,65
Bitume	10 437	7,72
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>3)</sup>	2 981	46,11
<b>Total des réserves prouvées développées exploitées</b>	<b>37 851</b>	<b>12,71</b>
<b>Prouvées</b>		
PBS	35 624	14,04
Bitume	14 530	7,99
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>3)</sup>	3 748	31,96
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>53 903</b>	<b>12,05</b>
<b>Prouvées et probables</b>		
PBS	47 951	12,81
Bitume	15 523	6,94
Pétrole brut léger et pétrole brut moyen <sup>3)</sup>	7 317	35,53
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>70 790</b>	<b>11,44</b>

- 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 de 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 55 % de la production de bitume de Firebag devrait être valorisée en PBS d'ici 2035, et 100 % par la suite. Environ 17 % 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 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<sup>er</sup> janvier 2024), Sproule Associates Limited (en date du 31 décembre 2023) et McDaniel & Associates Consultants Ltd. (en date du 1<sup>er</sup> janvier 2024), 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 % en 2024 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 80 \$ la tonne en 2024 à 170 \$ la tonne en 2030.

## Prix ayant une incidence sur les tableaux relatifs aux réserves

Prix prévisionnels	Brent Mer du Nord <sup>1)</sup>	WTI Cushing, Oklahoma <sup>2)</sup>	WCS Hardisty, Alberta <sup>3)</sup>	Pétrole léger non corrosif Edmonton, Alberta <sup>4)</sup>	Pentanes Plus Edmonton, Alberta <sup>5)</sup>	AECO Gaz naturel <sup>6)</sup>	Taux de change
Exercice	\$ US/b	\$ US/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/b	\$ CA/MBTU	\$ US / \$ CA
2024	78,00	73,67	76,74	92,91	96,79	2,20	0,7517
2025	79,18	74,98	79,77	95,04	98,75	3,37	0,7517
2026	80,36	76,14	81,12	96,07	100,71	4,05	0,7550
2027	81,79	77,66	82,88	97,99	102,72	4,13	0,7550
2028	83,41	79,22	85,04	99,95	104,78	4,21	0,7550
2029	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	+2,0 %/an	0,7550

- 1) Prix utilisé pour déterminer les réserves de pétrole brut léger, moyen et lourd extracôtières pour E et P Canada et les réserves de la mer du Nord.
- 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 2023 et le rapport de gestion annuel 2023 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 futurs<sup>1)</sup>

au 31 décembre 2023  
(prix et coûts prévisionnels)

(M\$)	2024	2025	2026	2027	2028	Reste	Total	Actualisés à 10 %
<b>Prouvées</b>								
Exploitation minière	3 267	3 692	3 350	3 115	2 638	26 820	42 882	22 650
In situ	811	987	1 069	477	906	22 671	26 921	9 178
E et P Canada	603	511	245	121	153	492	2 125	1 656
<b>Total des réserves prouvées</b>	<b>4 680</b>	<b>5 189</b>	<b>4 664</b>	<b>3 714</b>	<b>3 697</b>	<b>49 983</b>	<b>71 928</b>	<b>33 483</b>
<b>Prouvées et probables</b>								
Exploitation minière	3 481	3 973	3 732	3 497	2 936	34 348	51 967	25 437
In situ	815	752	681	586	739	53 075	56 649	9 707
E et P Canada	700	619	354	279	315	649	2 917	2 219
<b>Total des réserves prouvées et probables</b>	<b>4 997</b>	<b>5 344</b>	<b>4 767</b>	<b>4 362</b>	<b>3 989</b>	<b>88 073</b>	<b>111 532</b>	<b>37 363</b>

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.

Suncor estime à environ 23,2 G\$ (actualisés à un taux de 10 %, à environ 5,0 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 1,5 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 75,7 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 développées<sup>1)</sup>

(prix et coûts prévisionnels)

	2021		2022		2023	
	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2021	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2022	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2023
<b>PBS (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	295	—	273	—	281
In situ	2	715	6	668	181	854
<b>Total du PBS</b>	2	1 010	6	941	181	1 135
<b>Bitume (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	—	—	26	—	14
In situ	1	478	2	514	151	563
<b>Total du bitume</b>	1	478	2	540	151	577
<b>Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (Mb)</b>						
E et P Canada <sup>2)</sup>	—	15	46	59	—	60
Mer du Nord	1	7	1	1	—	—
<b>Total du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen</b>	1	23	47	60	—	60
<b>Gaz naturel classique (Gpi<sup>3)</sup>(e))</b>						
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord <sup>3)</sup>	—	11	—	—	—	—
<b>Total du gaz naturel classique</b>	—	11	—	—	—	—
<b>Total (Mbep)</b>	3	1 513	55	1 541	333	1 772

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

2) Comprend des quantités négligeables de pétrole brut lourd.

3) Comprend des quantités négligeables de LGN.

## Réserves probables brutes non développées<sup>1)</sup>

(prix et coûts prévisionnels)

	2021		2022		2023	
	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2021	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2022	Attribuées au départ	Total au 31 décembre 2023
<b>PBS (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	23	110	133	—	132
In situ	—	1 185	—	1 249	42	1 085
<b>Total du PBS</b>	—	1 208	110	1 382	42	1 217
<b>Bitume (Mb)</b>						
Exploitation minière	—	—	3	3	—	2
In situ	—	283	—	175	7	133
<b>Total du bitume</b>	—	283	3	178	7	135
<b>Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (Mb)</b>						
E et P Canada <sup>2)</sup>	8	62	15	76	1	77
Mer du Nord	—	3	—	1	—	—
<b>Total du pétrole brut léger et du pétrole brut moyen</b>	8	65	15	77	—	77
<b>Gaz naturel classique (Gpi<sup>3</sup>(e))</b>						
E et P Canada	—	—	—	—	—	—
Mer du Nord <sup>3)</sup>	—	4	—	—	—	—
<b>Total du gaz naturel classique</b>	—	4	—	—	—	—
<b>Total (Mbep)</b>	8	1 556	129	1 638	49	1 428

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

2) Comprend des quantités négligeables de pétrole brut lourd.

3) Comprend des quantités négligeables de LGN.

Les réserves prouvées non développées et les réserves prouvées et probables non développées sont attribuées conformément aux directives du manuel COGE. Suncor compte procéder au développement de la quasi-totalité des réserves prouvées non développées au cours des trois prochaines années et au développement de la totalité des réserves probables non développées au cours des cinq prochaines années.

### 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, de traitement et de pipelines 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 pour tenir compte de facteurs internes et externes touchant les activités planifiées.

### 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. Les travaux de construction ont recommencé en 2021 et se sont poursuivis tout au long de 2023. Les réserves de MLX-W demeureront non développées tant que les grands projets, comme le pont enjambant la rivière MacKay, n'auront pas été achevés en 2024. L'extraction du minerai devrait commencer en 2025. Le développement de MLX-E nécessite le déplacement des infrastructures qui occupent actuellement la zone couverte par la concession 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 2024. Les deux projets 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 North Mine.

## 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 2023. 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	872 331
Libye	3 117 800	1 422 900
Syrie	345 194	345 194
<b>Total</b>	<b>5 193 120</b>	<b>2 640 425</b>

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 59 136 hectares nets au Canada devraient expirer en 2024. Les terrains dont les droits expireront en 2024 englobent environ 36 864 hectares nets dans le secteur In situ et 8 448 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 2024 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. Il est courant que les gouvernements exigent des sociétés qu'elles prennent des engagements de travail en échange du droit d'exercer des activités d'exploitation et de développement en Libye. Suncor a des engagements de travail visant principalement des programmes de forage sismique et le forage de puits d'exploration. Suncor estime que la valeur des engagements de travail associés à ses terrains sans réserves attribuées s'élevait à 359 M\$ US au 31 décembre 2023. 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 2023.

	Puits de pétrole <sup>1)</sup>				Puits de gaz naturel <sup>1)</sup>			
	Producteurs		Non producteurs <sup>2)3)</sup>		Producteurs		Non producteurs <sup>2)3)</sup>	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets	Bruts	Nets
Alberta – In situ <sup>4)</sup>	506,0	506,0	65,0	65,0	—	—	—	—
Terre-Neuve-et-Labrador	95,0	27,7	7,0	2,4	—	—	—	—
Autres – International <sup>5)</sup>	—	—	422,0	212,6	—	—	6,0	6,0
<b>Total</b>	<b>601,0</b>	<b>533,7</b>	<b>494,0</b>	<b>280,0</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>6,0</b>	<b>6,0</b>

- 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 2023.

(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	63	3 322	—	4 091	7 476
Canada – E et P Canada	5	—	—	702	707
<b>Total – Canada</b>	<b>68</b>	<b>3 322</b>	<b>—</b>	<b>4 793</b>	<b>8 183</b>
Mer du Nord	96	—	—	—	96
Autres – International	5	—	—	—	5
<b>Total</b>	<b>169</b>	<b>3 322</b>	<b>—</b>	<b>4 793</b>	<b>8 284</b>

## 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 2023.

Nombre total de puits achevés	Puits d'exploration <sup>1)</sup>		Puits de développement	
	Bruts	Nets	Bruts	Nets
<b>Canada – Sables pétrolifères</b>				
Pétrole	—	—	39,0	39,0
Puits de service <sup>2)</sup>	—	—	55,0	55,0
Essai stratigraphique <sup>3)</sup>	100,0	58,7	772,0	684,5
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>58,7</b>	<b>866,0</b>	<b>778,5</b>
<b>Canada – E et P Canada</b>				
Pétrole	—	—	1,0	0,2
<b>Total</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>1,0</b>	<b>0,2</b>
<b>Total – Canada</b>				
Pétrole	—	—	40,0	39,2
Puits de service	—	—	55,0	55,0
Essai stratigraphique	100,0	58,7	772,0	684,5
<b>Total</b>	<b>100,0</b>	<b>58,7</b>	<b>867,0</b>	<b>778,7</b>

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 et les puits d'observation et de refoulement.

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 2023 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 la poursuite de la construction 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 au projet de prolongation de la durée de vie des actifs de Terra Nova, des travaux de développement ont été réalisés au projet West White Rose et des travaux de forage ont été réalisés à Hebron.

Pour obtenir des renseignements sur les activités importantes d'exploration et de développement qui devraient avoir lieu en 2024 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 antérieure<sup>1)</sup>

2023	T1	T2	T3	T4	Fin d'exercice
<b>Canada – Sables pétrolifères</b>					
<b>Production de produits valorisés (PBS et diesel) (kb/j)</b>					
Activités du secteur Sables pétrolifères	315,2	336,3	272,2	271,9	298,8
Syncrude	182,6	168,7	197,1	203,8	188,2
Production valorisée totale	497,8	505,0	469,3	475,7	487,0
<b>Production de bitume non valorisé (kb/j)</b>					
Activités du secteur Sables pétrolifères	108,1	78,3	103,0	169,4	114,8
Fort Hills	69,2	95,8	73,8	112,3	87,8
Production totale de bitume non valorisé du secteur Sables pétrolifères	177,3	174,1	176,8	281,7	202,6
<b>Production totale (kb/j)</b>	<b>675,1</b>	<b>679,1</b>	<b>646,1</b>	<b>757,4</b>	<b>689,6</b>
<b>Rentrées nettes<sup>3)4)</sup></b>					
<b>Bitume non valorisé (\$/b)</b>					
Prix moyen reçu <sup>2)</sup>	51,50	69,91	89,35	62,97	67,97
Redevances	(3,88)	(10,07)	(15,44)	(10,62)	(10,16)
Frais d'exploitation	(22,92)	(21,65)	(21,46)	(17,91)	(20,56)
<b>Rentrées nettes</b>	<b>24,70</b>	<b>38,19</b>	<b>52,45</b>	<b>34,44</b>	<b>37,25</b>
<b>Produits valorisés – production nette de PBS et de diesel (\$/b)</b>					
Prix moyen reçu <sup>2)</sup>	98,87	95,36	107,19	96,32	99,40
Redevances	(4,66)	(9,64)	(19,56)	(8,80)	(10,60)
Frais d'exploitation	(38,72)	(38,66)	(37,42)	(40,96)	(38,92)
<b>Rentrées nettes</b>	<b>55,49</b>	<b>47,06</b>	<b>50,21</b>	<b>46,56</b>	<b>49,88</b>
<b>Moyenne du secteur Sables pétrolifères (\$/b)</b>					
Prix moyen reçu <sup>2)</sup>	86,71	89,19	102,25	83,72	90,27
Redevances	(4,46)	(9,74)	(18,42)	(9,49)	(10,48)
Frais d'exploitation	(34,67)	(34,54)	(33,00)	(32,26)	(33,58)
<b>Rentrées nettes</b>	<b>47,58</b>	<b>44,91</b>	<b>50,83</b>	<b>41,97</b>	<b>46,21</b>
<b>Exploration et production – pétrole brut léger et pétrole brut moyen</b>					
Exploration et production au Canada (kb/j)	46,7	45,9	39,8	45,3	44,4
Exploration et production en mer du Nord (kbep/j)	17,9	13,6	—	—	7,7
<b>Volumes de production totaux (kbep/j)</b>	<b>64,6</b>	<b>59,5</b>	<b>39,8</b>	<b>45,3</b>	<b>52,1</b>
<b>Rentrées nettes<sup>3)4)</sup></b>					
<b>Canada – pétrole brut léger et pétrole brut moyen (\$/b)</b>					
Prix moyen reçu <sup>2)</sup>	101,11	105,81	117,21	109,51	107,62
Redevances	(11,60)	(13,46)	(16,33)	(15,10)	(13,82)
Frais d'exploitation	(16,48)	(18,57)	(20,18)	(31,23)	(20,17)
<b>Rentrées nettes</b>	<b>73,03</b>	<b>73,78</b>	<b>80,70</b>	<b>63,18</b>	<b>73,63</b>
<b>Mer du nord – pétrole brut léger et pétrole brut moyen (\$/bep)<sup>5)</sup></b>					
Prix moyen reçu <sup>2)</sup>	113,82	102,44	—	—	109,00
Frais d'exploitation	(12,00)	(19,16)	—	—	(15,03)
<b>Rentrées nettes<sup>4)</sup></b>	<b>101,82</b>	<b>83,28</b>	<b>—</b>	<b>—</b>	<b>93,97</b>

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.

5) Les volumes comprennent la production des champs pour des quantités négligeables de gaz associé et de LGN.

Le tableau suivant présente les volumes de production<sup>1)</sup> en fonction des participations directes, avant les redevances, pour chacun des champs importants de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2023 :

	PBS	Bitume	Pétrole brut léger et pétrole brut moyen
	kb/j	kb/j	kb/j
Exploitation minière – Suncor	186,0	—	—
Exploitation minière – Syncrude	188,2	—	—
Exploitation minière – Fort Hills	14,3	87,8	—
Firebag	98,5	81,1	—
Mackay River	—	33,7	—
Hibernia	—	—	13,8
White Rose	—	—	5,2
Terra Nova	—	—	0,6
Hebron <sup>2)</sup>	—	—	24,8

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

2) Comprend des quantités négligeables 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 2024 incluse dans les estimations des réserves prouvées et des réserves probables au 31 décembre 2023.

	PBS (kb/j) <sup>1)</sup>		Bitume (kb/j) <sup>1)</sup>		Pétrole brut léger et pétrole brut moyen (kb/j) <sup>1)</sup>		Total (kb/j) <sup>1)</sup>	
	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes	Brutes	Nettes
<b>Total<sup>1)</sup></b>								
Prouvées	448	403	242	210	51	47	741	660
Probables	34	29	24	18	5	4	63	51
Prouvées et probables	482	432	266	228	56	51	804	711

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

Les terrains suivants représentent chacun environ 20 % ou plus de la production estimative totale pour 2024.

#### Réserves prouvées

- Millennium et North Steepbank : 179 kb/j de PBS, ce qui représente environ 24 % de la production estimative totale pour 2024.
- Fort Hills : 149 kb/j de PBS et de bitume (22 kb/j et 128 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 20 % de la production estimative totale pour 2024.
- Firebag : 173 kb/j de PBS et de bitume (91 kb/j et 82 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 23 % de la production estimative totale pour 2024.
- Syncrude : 158 kb/j de PBS et de bitume (157 kb/j et 1 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 21 % de la production estimative totale pour 2024.

#### Réserves prouvées et probables

- Millennium et North Steepbank : 191 kb/j de PBS, ce qui représente environ 24 % de la production estimative totale pour 2024.
- Fort Hills : 159 kb/j de PBS et de bitume (24 kb/j et 135 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 20 % de la production estimative totale pour 2024.
- Firebag : 190 kb/j de PBS et de bitume (96 kb/j et 95 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 24 % de la production estimative totale pour 2024.
- Syncrude : 172 kb/j de PBS et de bitume (171 kb/j et 1 kb/j, respectivement), ce qui représente environ 21 % de la production estimative totale pour 2024.

#### 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 2023 et dans le rapport de gestion annuel 2023 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 PBS, de bitume, 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 2023, 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 applicable à chaque projet a été négocié au cas

par cas. 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 sera assujetti 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 2023, tous les actifs du secteur E et P en production se situaient dans la phase postérieure au recouvrement, sauf Hebron, qui se situait dans la phase antérieure au recouvrement. Le calcul des redevances pour Terra Nova et White Rose, en raison d'un solde de frais reporté, a été effectué selon les redevances de base, tandis que celui pour Hibernia a été effectué 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 pour la période donnée et les produits nets attribuables à Suncor aux termes des CEPP respectifs.

### 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.

Dans de nombreux territoires étrangers, le pétrole brut et le gaz naturel appartiennent généralement aux gouvernements nationaux, qui accordent des droits sous forme de licences et de permis d'exploration, de licences de production, de contrats de partage de la production et d'autres formes similaires de tenure. Dans tous les cas, les droits d'exploration, de développement et de production du pétrole brut et du gaz naturel de Suncor sont soumis au respect continu des exigences réglementaires établies par le pays pertinent.

### 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, sont utilisées avec d'autres outils pour évaluer 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

Le gouvernement fédéral exige de l'ensemble des provinces et des territoires qu'ils se dotent d'un prix du carbone, fixé à 65 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e en 2023 et haussé de 15 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e par année pour atteindre 170 \$ la tonne de CO<sub>2</sub>e 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.

Les administrations peuvent mettre en œuvre (i) un régime de prix explicite (comme la taxe sur le carbone adoptée par la Colombie-Britannique), (ii) la redevance sur le carbone et le régime d'émissions fondé sur le rendement (adoptés en Alberta), ou (iii) un régime de plafonnement et d'échange (instauré au Québec).

Le *Règlement sur les combustibles propres* (le « RCP ») que le gouvernement fédéral a adopté est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2023 et remplace le *Règlement sur les carburants renouvelables*. Le RCP 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 pour le mélange de carburants renouvelables, la réduction des GES dans les installations liées aux combustibles fossiles, la facilitation du remplacement de carburants pour le transport ou l'achat de crédits de conformité du RCP. En outre, pour les projets d'installations liées aux combustibles fossiles, aucun crédit ne peut être obtenu relativement à des produits exportés depuis le Canada.

La *Loi canadienne sur la responsabilité en matière de carboneutralité* encadre l'engagement du Canada à atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et oblige le gouvernement fédéral à établir des objectifs nationaux quinquennaux de réduction des émissions de GES nécessaires en vue d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050. En outre, conformément à l'Accord de Paris, 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.

### *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.

Le projet de *Règlement sur l'électricité propre* propose de rendre le réseau électrique canadien carboneutre d'ici 2035. Des consultations sont en cours et Suncor a fourni des commentaires. Le règlement définitif devrait être publié en 2024.

En décembre 2023, le gouvernement fédéral a proposé un cadre réglementaire de plafonnement des émissions de GES du secteur pétrolier et gazier qui prévoit des limites d'émission. Le plafond d'émissions proposé pour 2030 correspond à un niveau de 35 % à 38 % inférieur à celui de 2019. Un système de plafonnement et d'échange est également proposé; il prévoit une allocation gratuite et certaines mesures de souplesse en matière de conformité qui seront réduites annuellement pour atteindre la carboneutralité d'ici 2050. La réglementation définitive devrait être publiée en 2025.

En vue de stimuler l'investissement dans la décarbonisation, le gouvernement fédéral met 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 »). Le crédit d'impôt à l'investissement s'appliquerait aux projets de CUSC qui permettent le stockage permanent du CO<sub>2</sub> capté au moyen de l'utilisation admissible, 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 CO<sub>2</sub> est proposé pour les projets de CUSC, ce taux étant réduit de moitié à compter de 2031. L'incitatif soutiendra la viabilité économique du projet de CUSC.

### Réglementation provinciale sur les GES et les carburants

#### *Alberta*

La *Oil Sands Emissions Limit Act* fixe une limite d'émission de 100 MT de CO<sub>2</sub>e par année dans le secteur des sables pétroliers, exclusion faite des émissions provenant de la cogénération et des nouvelles installations de valorisation. Les émissions actuelles des sables pétroliers en Alberta varient entre 70 et 80 MT par année. La mise en œuvre et l'application de cette législation font toujours l'objet d'un examen par le gouvernement de l'Alberta et il n'est donc pas encore possible de prévoir leur incidence à long terme sur Suncor.

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 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 volontairement réduit leurs émissions de GES au moyen d'un protocole de quantification approuvé et/ou iii) par le paiement dans le fonds TIER, qui offre des crédits en fonction du barème de tarification du carbone fédéral minimum. 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 a été modifié le 1<sup>er</sup> janvier 2023 afin de conserver les dispositions équivalentes de la législation fédérale de 2023 à 2030. Parmi les changements ayant la plus grande incidence figurent le resserrement de la norme qui s'applique aux installations de sables pétrolifères de 1 % à 2 % de 2023 à 2028 et à 4 % de 2029 à 2030, des améliorations au mécanisme de crédit lié au CUSC, l'accroissement des limites d'utilisation des crédits annuels et le resserrement des normes en matière d'électricité à compter de 2023. Suncor a intégré ces modifications dans ses prévisions et sa planification à long terme.

#### *Règlements en cours d'élaboration*

En novembre 2023, le gouvernement de l'Alberta a dévoilé le cadre du programme *Alberta Carbon Capture Incentive Program* (le « programme ACCIP ») visant à soutenir le développement du CUSC dans la province. Le programme ACCIP offre une subvention de 12 % pour les dépenses en immobilisations admissibles une fois que les projets sont démarrés dans certains secteurs où il est difficile d'abaisser les émissions, dont ceux du pétrole et du gaz et de la pétrochimie. À l'instar du crédit d'impôt à l'investissement fédéral, l'incitatif soutiendra la viabilité économique du projet de CUSC. Des renseignements détaillés devraient être disponibles au printemps 2024.

#### 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.

#### 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.

#### *Règlements en cours d'élaboration*

La *Management of Greenhouse Gas Act* a établi un fonds pour soutenir les investissements en technologies écoénergétiques et en technologies propres grâce à des paiements de

conformité effectués par les émetteurs industriels, ce qui devrait soutenir la technologie et l'innovation en plus d'offrir des solutions de conformité flexibles et de protéger le caractère concurrentiel des secteurs à forte consommation d'énergie exposés au commerce, tels que le secteur pétrolier extracôtier de la province.

#### 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 CO<sub>2</sub>e 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* pris en application de la *Loi sur la protection de l'environnement* impose une exigence de mélanger un contenu renouvelable à l'essence, qui augmentera progressivement, 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. 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 annuelles globales et le montant maximal des droits d'émission alloués aux émetteurs réglementés sont établis par la province.

Le *Règlement sur l'intégration de contenu à faible intensité carbone dans l'essence et le carburant diesel* a été adopté le 1<sup>er</sup> janvier 2023. Il impose l'intégration d'un volume de contenu à faible intensité carbone de 10 % dans l'essence et de 3 % dans le carburant diesel dès 2023, 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, au Colorado.

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* a été adoptée en septembre 2023 et impose des obligations de réduction des émissions de GES par installation. Pour remplir l'obligation de réduction, la raffinerie de Commerce City devra 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*

La qualité de l'air dans les zones d'exploitation de Suncor est une préoccupation croissante et a mené à l'adoption et/ou à la mise à jour de politiques et de règlements. Les organismes de réglementation établissent des limites plus strictes qui exigent souvent la mise à niveau ou le 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.

L'Ontario réglemente les émissions de dioxyde de soufre, ce qui a une incidence sur la raffinerie de Sarnia.

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

#### *Réglementation sur la gestion de l'eau*

À la fin de 2021, la Water Division du Colorado Department of Public Health and Environment a délivré un projet de permis d'adduction d'eau, qui comprend de nouvelles exigences et des exigences supplémentaires proposées, qui pourraient entraîner une incidence financière additionnelle pour la Société.

## Facteurs de risque

La rubrique « Facteurs de risque » du rapport de gestion annuel 2023 de Suncor, qui est intégrée par renvoi aux présentes et peut être consultée sous le profil de Suncor sur SEDAR+ au [www.sedarplus.ca](http://www.sedarplus.ca), contient une analyse des facteurs de risque de Suncor.

#### *Réglementation sur la qualité de l'air*

La qualité de l'air dans les zones d'exploitation de Suncor aux États-Unis est une préoccupation croissante et a mené à l'adoption et/ou à la mise à jour de politiques et de règlements. Dans l'ensemble, les organismes de réglementation s'orientent vers l'établissement de limites plus strictes qui exigent souvent la mise à niveau ou le remplacement de l'équipement et imposent 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 de Suncor aux États-Unis figurent le programme fédéral *Title V Air Operating Permit*, les *National Ambient Air Quality Standards*, la *Regional Haze Rule* de l'EPA et l'*Air Toxics Regulations*.

#### **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. Suncor est en conformité avec le MFSP. 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 a pas été tenue de fournir des garanties supplémentaires. En 2022, le gouvernement de l'Alberta a passé en revue le MFSP. Les modifications à apporter seront déterminées et appliquées en 2024.

Aux termes du *Tailings Management Framework* (le « TMF »), des plans de gestion des résidus ont été soumis et approuvés pour l'usine de base de Suncor (2017), Syncrude Aurora North (2018), Syncrude Mildred Lake (2019) et Fort Hills (2019). Des mises à jour des plans de gestion des résidus visant l'usine de base de Suncor et Fort Hills ont été soumises à l'Alberta Energy Regulator en 2022 et des mises à jour des plans de gestion des résidus visant les chantiers Aurora North et Mildred Lake de Syncrude, ainsi qu'un plan de fermeture de la mine en fin de vie utile ont été soumis en 2023. La gestion des lacs formés par les puits et la gestion intégrée de l'eau sont des composantes importantes du TMF. Ces lacs font partie intégrante de nos plans de fermeture puisque certains sont utilisés pour y entreposer de façon permanente des résidus fluides. Afin de favoriser la réussite des activités de fermeture et de remise en état, il importe de réduire la quantité d'eau et d'en gérer la qualité.

## 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
<b>2023</b>	<b>2,11</b>	<b>0,55</b>	<b>0,52</b>	<b>0,52</b>	<b>0,52</b>
2022	1,88	0,52	0,47	0,47	0,42
2021	1,05	0,42	0,21	0,21	0,21

## 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
Standard & Poor's (S&P)	BBB	Négative	Aucune note	A-2
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 S&P 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 BBB de S&P vient au quatrième rang des 10 catégories de notation. Une obligation ayant obtenu la note BBB comporte des paramètres de protection adéquats. Toutefois, une conjoncture économique défavorable ou une modification des circonstances est plus susceptible d'affaiblir la capacité du débiteur de respecter ses engagements financiers à l'égard de l'obligation. L'ajout d'un signe plus (+) ou moins (-) après la note indique la position relative de la note au sein d'une catégorie de notation donnée. Les perspectives accompagnant une notation de S&P évaluent la direction potentielle d'une note de crédit à long terme à court terme, soit généralement jusqu'à deux ans pour les émissions de qualité supérieure et généralement jusqu'à un an pour les émissions spéculatives. Les perspectives concernant les notes se répartissent en quatre catégories, soit « positive », « négative », « stable » et « évolutive ». Pour établir la perspective d'une note, tout changement dans la conjoncture économique et/ou les conditions commerciales fondamentales est pris en compte. Une perspective négative indique que S&P est d'avis qu'un événement ou une tendance a généralement au moins une chance sur trois d'entraîner une modification de la note dans deux ans pour les crédits de qualité. Les notes de crédit de S&P pour le papier commercial se trouvent sur une échelle de notation de la dette à court terme allant de A-1 à D, ce qui représente l'éventail de ces titres notés de la qualité la plus élevée à la qualité la plus faible. Une note américaine de A-2 vient au deuxième rang des six catégories, ce qui indique une vulnérabilité légèrement plus grande aux effets défavorables des changements dans les circonstances et la conjoncture économique que les obligations des catégories supérieures; la capacité du débiteur de respecter son engagement financier à l'égard de l'obligation est satisfaisante.

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 S&P, 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 2023 sont les suivants :

Mois	Fourchette des cours (\$ CA)		Volume des opérations
	Haut	Bas	(en milliers)
Janvier	47,21	39,94	150 210
Février	47,62	43,40	242 763
Mars	48,26	38,82	297 828
Avril	44,78	39,76	122 787
Mai	42,65	37,61	260 993
Juin	40,74	37,09	267 164
Juillet	41,59	37,73	111 554
Août	46,55	40,01	242 779
Septembre	47,76	45,26	192 563
Octobre	47,55	43,35	96 252
Novembre	45,52	42,94	207 701
Décembre	45,52	40,07	179 595

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 2023, qui sont intégrés par renvoi dans la présente notice annuelle et qui peuvent être consultés sur SEDAR+ au [www.sedarplus.ca](http://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 <sup>1)2)</sup> 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 <sup>2)3)</sup> 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, le 1 <sup>er</sup> 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 <sup>me</sup> Bedient siège au conseil d'administration d'Alaska Air Group, Inc. et de Park Hotels & Resorts Inc., en plus de siéger au conseil des fiduciaires de l'Oregon State University 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. M <sup>me</sup> Bedient a obtenu un baccalauréat en administration des affaires avec concentration en finance et comptabilité de l'Oregon State University en 1975.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
Russell Girling <sup>1)4)5)</sup> 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 président et membre 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 <sup>3)4)</sup> Ontario (Canada)	Administrateur depuis 2020 Indépendant	Jean Paul (JP) Gladu 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. M. Gladu siège également aux conseils de Broden Minging Ltd. et de l'Institut des administrateurs de sociétés. Il a été nommé chancelier du St. Paul's University College de Waterloo en 2017 et a siégé au conseil d'Ontario Power Generation. M. Gladu est titulaire d'un diplôme en techniques forestières, d'un baccalauréat en foresterie de la Northern Arizona University et d'un MBA pour cadres de la Queen's University et a obtenu l'accréditation IAS.A de la Rotman School of Management de la University of Toronto. Originaire de la Première Nation Anishinaabe de Thunder Bay, M. Gladu est membre de la communauté Bingwi Neyaashi Anishinaabek située au lac Nipigon, en Ontario.
Dennis M. Houston <sup>1)4)6)</sup> Texas (États-Unis)	Administrateur depuis 2018 Indépendant	Dennis Houston était vice-président directeur d'ExxonMobil Refining & Supply Company, président du conseil et président d'ExxonMobil Sales & Supply LLC et président du conseil de Standard Tankers Bahamas Limited jusqu'à son départ à la retraite en 2010. Il a occupé auparavant divers postes en gestion et en génie au sein des activités intermédiaires et en aval de l'organisation d'ExxonMobil. M. Houston compte environ 40 ans d'expérience dans le secteur pétrolier et gazier, dont plus de 35 années auprès d'ExxonMobil et de ses sociétés liées. Il est membre du conseil d'administration d'Argus Media Limited. Il est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de la University of Illinois et d'un doctorat honorifique en administration publique de la Massachusetts Maritime Academy. Il a fait partie de plusieurs conseils consultatifs, dont le National Infrastructure Advisory Council, auquel il avait été nommé par le président George H.W. Bush, le Chemical Sciences Leadership Council de la University of Illinois et le conseil consultatif du Center for Energy, Marine Transportation & Public Policy de la Columbia University. M. Houston est également membre du conseil de la Alexander S. Onassis Public Benefit Foundation, est consul honoraire de la Principauté de Liechtenstein dans la région du Texas et fait partie du conseil du groupe de sociétés de l'American Bureau of Shipping.

Nom et lieu de résidence	Durée du mandat et indépendance	Biographie
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 près de 40 ans d'expérience dans le secteur de l'énergie et jouit notamment d'une vaste expérience dans le secteur canadien des sables pétroliers. 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 aux États-Unis, dans l'ancienne Union soviétique, au Moyen-Orient, en Afrique et en Asie du Sud-Est. Auparavant, 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.
Brian MacDonald <sup>2)3)</sup> 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, pour la somme de 5,3 G\$. 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 <sup>1)2)</sup> 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> Mitchelmore est administratrice de la Banque de Montréal, de Cheniere Energy Inc. et d'Alberta Investment Management Corporation, et elle a siégé au conseil 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 <sup>2)3)</sup> 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> 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 <sup>1)2)</sup> 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 <sup>1)4)</sup> 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. 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 <sup>3,4)</sup> 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> Sheppard est présidente du conseil d'Emera Inc. 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 <sup>me</sup> 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 <sup>me</sup> 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.
Michael M. Wilson <sup>6)</sup> Alberta (Canada)	Administrateur depuis 2014 Indépendant	Michael Wilson a occupé les postes de président et de chef de la direction d'Agrium Inc. (maintenant Nutrien Ltd.), un fournisseur dans le commerce du détail de produits et services agricoles et un fabricant et négociant de nutriments sur le marché agricole en gros, de 2003 jusqu'à son départ à la retraite en 2013. Il a auparavant exercé les fonctions de vice-président directeur et de chef de l'exploitation d'Agrium. M. Wilson a acquis une vaste expérience dans le secteur de la pétrochimie ayant agi à titre de président de Methanex Corporation et occupé divers postes comportant de plus en plus de responsabilités en Amérique du Nord et en Asie auprès de Dow Chemical Company. Il est titulaire d'un baccalauréat en génie chimique de l'Université de Waterloo et siège actuellement aux conseils d'Air Canada et de Celestica Inc.

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.

5) À compter du 15 mars 2024, M. Girling assumera les fonctions de président du conseil.

6) MM. Houston et Wilson quitteront leur poste d'administrateur et ne solliciteront pas un nouveau mandat à l'assemblée générale annuelle de 2024.

## 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, 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 et vice-président directeur, Développement des affaires 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.
Karen Keegans Alberta (Canada)	Chef des ressources humaines	Elle a été nommée chef des ressources humaines de Suncor le 24 juillet 2023. Auparavant, elle a été vice-présidente et associée directrice au sein du groupe de pratique du chef des ressources humaines chez Gartner de mai 2022 à juillet 2023, consultante indépendante de 2021 à 2022 et vice-présidente principale et chef des ressources humaines de Rockwell Automation du 7 janvier 2019 à août 2021.
Jacqueline Moore Alberta (Canada)	Avocate générale et secrétaire générale	Elle a été nommée avocate générale et secrétaire générale le 1 <sup>er</sup> 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 11 avril 2022. Auparavant, il a été 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.

Avec prise d'effet le 29 janvier 2024, Kent Ferguson a été nommé vice-président principal, Stratégie, développement durable et développement de l'entreprise. Avant de se joindre à Suncor, M. Ferguson a été directeur général et cochef, Énergie mondiale de RBC Marchés des Capitaux.

Au 20 mars 2024, les administrateurs et les membres de la haute direction de Suncor avaient, collectivement, la propriété véritable ou le contrôle, directement ou indirectement, de 323 069 actions ordinaires de Suncor, ce qui représente 0,03 % des actions ordinaires en circulation de Suncor. Compte tenu des unités d'actions différées, au 20 mars 2024, les administrateurs et les membres de la haute direction de Suncor étaient propriétaires de 1 028 507 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 2023, le comité d'audit était composé de M<sup>me</sup> Bedient (présidente), de M. Ashby, de M. MacDonald, de M<sup>me</sup> Mitchelmore, de M<sup>me</sup> 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<sup>me</sup> Bedient, M. MacDonald et M<sup>me</sup> 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 2023 et en 2022 :

(milliers de dollars)	2023	2022
Honoraires d'audit <sup>1)</sup>	11 923	7 406
Honoraires pour services liés à l'audit	615	835
Autres honoraires	441	241
Total	12 979	8 482

- 1) Les honoraires d'audit de 2023 comprennent des charges liées à l'audit de 2022 et à la transition vers la planification des ressources d'entreprise, ainsi que des honoraires liés à des opérations effectuées en 2023 sur des actifs et à l'incident de cybersécurité.

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 ou pour 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 de l'examen des états financiers trimestriels et de la préparation de rapports sur des procédures particulières qui touchaient des audits d'arrangements conjoints et des services d'attestation 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. 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 2023 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 2023, 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 2023.

## 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 2023, 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 2024, qui est disponible sur le site Web de Suncor au [www.suncor.com](http://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 2023 de Suncor et dans le rapport de gestion annuel 2023 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](http://www.sedarplus.ca), et sur EDGAR, au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). De plus, le code de conduite des affaires de Suncor est disponible en ligne, au [www.suncor.com](http://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 », « à 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 :

- les attentes concernant White Rose, notamment eu égard à la reprise de la production à White Rose après la réalisation du projet de prolongation de la durée de vie des actifs de PSD de SeaRose, au prolongement de la durée de vie du champ White Rose grâce au projet West White Rose et au commencement de la production au projet West White Rose en 2026;
- l'objectif stratégique de Suncor d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et de s'investir grandement dans la concrétisation des ambitions de la société en général en matière de carboneutralité ainsi que ses objectifs à court terme de

réduction des émissions dans l'ensemble de sa chaîne de valeur ainsi que les plans et secteurs d'intervention que Suncor a définis pour y parvenir;

- les attentes concernant Terra Nova, y compris la poursuite de la progression de la production au début de 2024;
- les énoncés concernant le programme de remplacement des chaudières à coke de Suncor, y compris l'attente selon laquelle les installations de cogénération de remplacement réduiront d'environ 25 % l'intensité des émissions de GES associées à la production de vapeur des Activités de base des Sables pétrolifères et réduiront les émissions de GES de l'Alberta d'environ 5,1 MT par année, l'attente selon laquelle l'électricité excédentaire produite sera transmise au réseau électrique de l'Alberta et les avantages escomptés se concrétiseront et l'attente selon laquelle les installations seront mises en service à la fin de 2024;
- l'attente de Suncor selon laquelle le pipeline Northern Courier procurera aux huit communautés autochtones un revenu fiable pendant des décennies;
- 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 North Mine et utilisera les installations d'exploitation et d'extraction minière existantes, et la première production de pétrole de MLX-W aura lieu à la fin de 2025;
- les énoncés concernant les répercussions que devrait avoir le plan triennal d'amélioration de la mine Fort Hills sur les taux de production connexes;
- 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<sup>MC</sup>;
- 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<sup>MC</sup>;
- les attentes concernant le partenariat entre Petro-Canada<sup>MC</sup> et Canadian Tire, y compris le repositionnement de la marque du réseau de stations-service de Canadian Tire, l'établissement d'un partenariat entre les programmes de fidélisation et le fait que Suncor devient le principal

fournisseur de carburant du réseau de stations-service de Canadian Tire;

- les énoncés concernant l'Alliance Nouvelles voies, y compris ses objectifs, ses attentes en ce qui a trait aux échéanciers et les mesures qu'elle prévoit prendre pour réduire les émissions de GES.

Autres éléments :

- les attentes (y compris en ce qui concerne l'échéancier), les objectifs et les plans concernant les technologies, y compris les systèmes de transport autonome, les structures d'entreposage aquatique permanentes, le DGMV à solvant amélioré, le procédé de DGMV à base de solvant et l'extraction non aqueuse, y compris l'attente selon laquelle les camions de transport autonomes seront redéployés à Fort Hills après l'achèvement du plan triennal d'amélioration de la mine, l'attente selon laquelle la Société entend déployer d'autres camions de transport autonomes à Millennium et prévoit disposer de 91 camions de transport autonomes aux Activités de base des Sables pétrolifères d'ici la fin de 2024 et l'attente selon laquelle, en attendant une démonstration réussie, le DGMV-SA sera prêt pour un déploiement commercial dès 2027;
- 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 2024, 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 qui sont indépendantes de la volonté de Suncor 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 2023 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](http://www.sedarplus.ca) et auprès de la SEC au [www.sec.gov](http://www.sec.gov). Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans 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 2023 daté du 21 mars 2024 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. prévoient que le conseil d'administration 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.

### Objectifs

Le comité d'audit 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 d'administration 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 d'administration 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 dans les circonstances très restreintes décrites aux présentes ou lorsque le conseil d'administration lui en délègue expressément l'autorité et dans la mesure de la délégation. Le comité transmet ses constatations et recommandations au conseil d'administration pour que celui-ci les examine et, au besoin, prenne une décision.

### Constitution

Le mandat du conseil d'administration 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 d'administration, 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 d'audit 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. Vérifier les audits 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 d'administration.

## 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

rapporçant (le « rapport de gestion »). Formuler après examen des recommandations au conseil d'administration 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 d'audit 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 d'administration concernant l'approbation : (i) du contenu et du dépôt par la Société d'un relevé des données relatives aux réserves (« 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. Surveiller le modèle et les processus de gouvernance sur la gestion des risques du conseil au moyen d'examen périodiques en vue de refléter adéquatement les principaux risques associés à l'entreprise de la Société dans le mandat du conseil et de ses comités. 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.

## Sécurité

25. Examiner sommairement les risques importants associés à la gestion de la sécurité physique et les stratégies pour composer avec ces risques.

## Autres questions

26. Effectuer des enquêtes indépendantes sur toute question s'inscrivant dans son mandat.
27. Passer en revue les candidats recommandés au poste de chef des finances.
28. Examiner et/ou approuver les autres questions financières que le conseil d'administration lui a expressément déléguées.

## Rapport au conseil

29. Faire rapport au conseil d'administration sur les activités du comité d'audit 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 14 novembre 2023.*

# 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 2-01(c)(7) du Règlement 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) revoient 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 2023. 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 2023, 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 2023, 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 2023	Sables pétrolifères In situ, Canada	—	30 228	—	30 228
GLJ Ltd.	31 décembre 2023	Activités d'exploitation des sables pétrolifères, Canada	—	33 245	—	33 245
GLJ Ltd.	31 décembre 2023	Côte Est du Canada, Au large de Terre-Neuve, Canada	—	7 317	—	7 317
			—	70 790	—	70 790

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 21 mars 2024

« Tracy K. Bellingham »

Tracy K. Bellingham, ing.  
Vice-présidente

## **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

*« Michael M. Wilson »*

MICHAEL M. WILSON  
Président du conseil d'administration

*« Patricia M. Bedient »*

PATRICIA M. BEDIENT  
Présidente du comité d'audit

Le 21 mars 2024





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