

Rapport aux actionnaires Pour le quatrième trimestre de 2025



Toute l'information financière est non auditée et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour les volumes de production liés aux activités de Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») en Libye, qui sont présentés selon un prix raisonnable. Certaines mesures financières du présent document, notamment les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles normalisés, la dette nette et le résultat d'exploitation ajusté, ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde » du présent document.

Faits saillants du quatrième trimestre

- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés de 3,2 G\$ et flux de trésorerie disponibles de 1,7 G\$.**
- **Redistribution d'environ 1,5 G\$ aux actionnaires, ce qui comprend des rachats d'actions de 775 M\$ et des dividendes de 719 M\$.**
- **Production en amont trimestrielle record de 909 000 barils par jour (b/j), en hausse de 34 000 b/j par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.**
- **Capacité de raffinage trimestrielle record de 504 000 b/j, en hausse de 18 000 b/j par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.**
- **Taux d'utilisation des actifs trimestriels à de nouveaux sommets; le taux d'utilisation des installations de valorisation a été de 106 % et celui des raffineries a été de 108 %.**

« Le quatrième trimestre record de Suncor a contribué à l'atteinte de nouveaux sommets au cours de l'exercice. La Société a également concrétisé ses objectifs de la Journée des investisseurs 2024 un an plus tôt que prévu, ce qui démontre les efforts importants que nous déployons pour obtenir les meilleurs résultats possible en matière de sécurité, pour assurer une exécution de premier ordre et pour favoriser l'excellence opérationnelle », a déclaré Rich Kruger, président et chef de la direction. « En prévision de 2026, Suncor est prête à poursuivre sur cette lancée et à dégager davantage de valeur pour les actionnaires et des flux de trésorerie résilients, grâce à l'un des portefeuilles d'actifs les plus intégrés et les plus performants du secteur. »

Faits saillants de l'exercice 2025

- **Fonds provenant de l'exploitation ajustés de 12,8 G\$ et flux de trésorerie disponibles de 6,9 G\$.**
- **Redistribution d'environ 5,8 G\$ aux actionnaires, soit des rachats d'actions de 3,0 G\$ et des dividendes de 2,8 G\$.**
- **Production en amont record de 860 000 b/j, soit 33 000 b/j de plus qu'en 2024, ce qui tient compte d'un taux d'utilisation des installations de valorisation sans précédent de 99 %.**
- **Débit de raffinage record de 480 000 b/j, soit 15 000 b/j de plus qu'en 2024, ce qui tient compte d'un taux d'utilisation des raffineries sans précédent de 103 %.**
- **Ventes de produits raffinés records de 623 000 b/j, en hausse de 23 000 b/j par rapport à 2024.**
- **Suncor a atteint ses objectifs triennaux ambitieux présentés lors de la Journée des investisseurs 2024 un an avant l'échéance prévue. Ces objectifs comprenaient:**
 - o une augmentation des flux de trésorerie disponibles normalisés de 3,3 G\$ par année;
 - o une réduction du seuil de rentabilité de la Société basé sur le WTI de 10 \$ US par baril;
 - o un accroissement de la production en amont de 100 000 barils par jour;
 - o une réduction des dépenses en immobilisations annuelles à 5,7 G\$;
 - o l'atteinte de l'objectif de dette nette de 8 G\$ et la redistribution de 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires par la suite.

Résultats du quatrième trimestre

Faits saillants financiers (en millions de dollars, sauf indication contraire)	T4 2025	T3 2025	T4 2024
Bénéfice net	1 476	1 619	818
Par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	1,23	1,34	0,65
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	1 325	1 794	1 566
Par action ordinaire ^{1), 2)} (en dollars)	1,10	1,48	1,25
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	3 218	3 831	3 493
Par action ordinaire ^{1), 2)} (en dollars)	2,68	3,16	2,78
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	3 785	5 083
Par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	3,27	3,13	4,05
Dépenses en immobilisations ³⁾	1 483	1 439	1 498
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	1 699	2 347	1 923
Dividende par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	0,60	0,57	0,57
Rachats d'actions par action ordinaire ⁴⁾ (en dollars)	0,65	0,62	0,64
Rendements pour les actionnaires ⁵⁾	1 494	1 438	1 713
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 518	3 270	3 411
Dette nette ²⁾	6 337	7 147	6 861
Faits saillants de l'exploitation	T4 2025	T3 2025	T4 2024
Total de la production en amont (kb/j)	909,0	870,0	875,0
Taux d'utilisation des raffineries (%)	108	106	104

1) De base par action.

2) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

3) Compte non tenu des intérêts capitalisés.

4) Correspondent au coût des rachats d'actions, compte non tenu de l'impôt payé sur les rachats d'actions, divisé par le nombre moyen pondéré d'actions en circulation.

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

Résultats financiers

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté¹⁾

(en millions de dollars)	T4 2025	T3 2025	T4 2024
Bénéfice net	1 476	1 619	818
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(114)	186	514
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	7	5	(16)
(Renversement d'une provision) et réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres	(66)	—	212
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	—	144
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	22	(16)	(106)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 325	1 794	1 566

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

- Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est établi à 1,325 G\$ (1,10 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2025, comparativement à 1,566 G\$ (1,25 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul découle essentiellement de la diminution des prix obtenus en amont, déduction faite de la baisse des redevances, et d'une perte de change sur les éléments du fonds de roulement, en comparaison d'un profit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en partie contrebalancées par l'augmentation des marges de raffinage et par la hausse de la production en amont, du débit de raffinage en aval et des volumes de ventes.
- Le bénéfice net s'est établi à 1,476 G\$ (1,23 \$ par action ordinaire) pour le quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 818 M\$ (0,65 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, les éléments présentés dans le tableau ci-dessus ont influé sur le bénéfice net du quatrième trimestre de 2025 et du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,218 G\$ (2,68 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 3,493 G\$ (2,78 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette variation s'explique essentiellement par l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté.
- Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 3,921 G\$ (3,27 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2025, comparativement à 5,083 G\$ (4,05 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux se sont établis à 3,518 G\$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 3,411 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement de la hausse du coût des intrants de marchandises. Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux sont demeurés relativement stables malgré une production et des volumes de ventes des activités en amont et en aval plus élevés.

Résultats d'exploitation

(en kb/j, à moins d'indication contraire)	T4 2025	T3 2025	T4 2024
Activités en amont			
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	992,7	958,3	951,5
Production de pétrole brut synthétique et de diesel	586,8	571,2	572,5
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne	(29,8)	(27,1)	(28,9)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	557,0	544,1	543,6
Production de bitume	343,5	334,6	342,6
Transferts entre actifs	(55,1)	(66,5)	(68,7)
Production de bitume non valorisé	288,4	268,1	273,9
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	845,4	812,2	817,5
Exploration et production	63,6	57,8	57,5
Production en amont totale	909,0	870,0	875,0
Ventes en amont	905,5	887,2	865,4
Activités en aval			
Taux d'utilisation des raffineries (%)	108	106	104
Pétrole brut traité par les raffineries	504,2	491,7	486,2
Ventes de produits raffinés	640,4	646,8	613,3

- La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour atteindre un record trimestriel de 992 700 b/j, comparativement à 951 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une solide performance des activités minières, et elle reflète une production sans précédent pour un quatrième trimestre à Fort Hills, qui a atteint 90 % de sa capacité nominale en 2025 conformément au plan triennal d'amélioration de la mine.
- La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est accrue pour atteindre 557 000 b/j, un record trimestriel, comparativement à 543 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La composition de la production de la Société a tiré parti de la plus grande disponibilité des installations de valorisation attribuable au moins grand nombre de travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre considéré et par la solide fiabilité soutenue des installations de valorisation.
- La production de bitume non valorisé s'est accrue pour s'établir à 288 400 b/j au quatrième trimestre de 2025, contre 273 900 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une production de bitume record, en partie contrebalancée par une charge d'alimentation plus grande.
- La production du secteur Exploration et production (E&P) s'est accrue pour s'établir à 63 600 b/j au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 57 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elle reflète l'accroissement de la production à Hebron et l'ajout de la production à White Rose, qui a redémarré au premier trimestre de 2025.
- Le débit de raffinage s'est accru pour atteindre 504 200 b/j, un record trimestriel, et le taux d'utilisation des raffineries s'est établi à 108 %, comparativement à 486 200 b/j et à 104 %, respectivement, au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse reflète avant tout l'excellente performance continue au chapitre de l'exploitation tout au long du trimestre à l'étude, au cours duquel les quatre raffineries ont affiché un taux d'utilisation supérieur à 100 %.
- Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour atteindre un niveau record pour un quatrième trimestre de 640 400 b/j, en comparaison de 613 300 b/j au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse s'explique principalement par une production accrue des raffineries et des investissements soutenus pour accroître les activités de vente au détail ainsi que par les avantages tirés des partenariats stratégiques.

Mises à jour concernant la Société et la stratégie

- **Hausse des rachats d'actions de 10 % par mois.** En 2026, il est prévu que 100 % des fonds excédentaires continuent d'être redistribués aux actionnaires, comme en témoigne la hausse de 10 % des rachats d'actions, lesquels ont atteint 275 M\$ par mois par rapport à 250 M\$ par mois en décembre 2025, ce qui porterait les rachats d'actions à 3,3 G\$ en 2026.
- **Hausse du dividende trimestriel.** Suncor a augmenté son dividende trimestriel d'environ 5 %, le portant à 0,60 \$ par action ordinaire.

Mises à jour sur les perspectives de la Société

Aucune modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles pour 2026 de la Société publiées le 11 décembre 2025.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2026, visitez le www.suncor.com/fr-ca/investisseurs/perspectives-de-la-societe,

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat »)

(en milliers d'actions ordinaires)	Date de début	Expiration	Nombre maximal d'actions pouvant être rachetées	Nombre maximal d'actions pouvant être rachetées (%)	Nombre d'actions rachetées
Offre publique de rachat de 2023	17 février 2023	16 février 2024	132 900	10	47 107
Offre publique de rachat de 2024	26 février 2024	25 février 2025	128 700	10	61 066
Offre publique de rachat de 2025	3 mars 2025	2 mars 2026	123 800	10	50 475

L'offre publique de rachat actuelle de Suncor prendra fin le 2 mars 2026. La Société a l'intention de renouveler le programme d'offre publique de rachat après l'expiration de l'offre publique de rachat actuelle.

Entre le 3 mars 2025 et le 30 janvier 2026, conformément à son offre publique de rachat, Suncor a racheté 50 474 677 actions ordinaires sur le marché libre, soit 4,1 % de ses actions ordinaires en circulation au 18 février 2025, pour 2,8 G\$, à un prix moyen pondéré de 55,46 \$ par action ordinaire.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat et le calendrier des rachats seront déterminés par Suncor. La Société estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente une occasion de placement intéressante et est dans l'intérêt supérieur de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'attribuer de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie à long terme.

Mise à jour en matière de gouvernance

Jennifer Kneale a été nommée au conseil d'administration de Suncor le 3 février 2026 et fait partie du comité de vérification et du comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable. Elle est actuellement présidente de Targa Resources Corp., une société intégrée du secteur médian dont le siège social est situé à Houston, au Texas. Avant de se joindre à Targa, Mme Kneale a cumulé plus de 10 ans dans le secteur des services financiers, essentiellement dans des fonctions liées aux investissements dans des sociétés fermées, à la gestion d'actifs et aux services bancaires d'investissement.

Analyse du quatrième trimestre

Le 3 février 2026

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement, à la production et à la valorisation des sables pétrolifères; à la production pétrolière extracôtière; au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis; et aux réseaux de distribution des ventes au détail et des ventes en gros Petro-Canada^{MC} de l'entreprise (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau de bornes de recharge rapide pour VÉ d'un océan à l'autre). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir plus sobre en carbone en investissant dans la production d'électricité à plus faible intensité d'émissions, le carburant créé à partir de matières premières renouvelables et les projets ciblant l'intensité des émissions. Suncor mène également des activités de commerce de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et de l'électricité. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 26 février 2025 (la « notice annuelle de 2024 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedarplus.ca, au www.sec.gov et sur notre site Web, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent document et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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

Mode de présentation

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

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

Les informations concernant le secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte de la participation de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

Abréviations courantes

Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent document, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes » y figurant.

Table des matières

1.	Faits saillants du quatrième trimestre	7
2.	Information financière et d'exploitation consolidée	8
3.	Résultats sectoriels et analyse	12
4.	Impôt sur le résultat	22
5.	Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	23
6.	Situation financière et situation de trésorerie	24
7.	Données financières trimestrielles	27
8.	Autres éléments	29
9.	Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières	30
10.	Abréviations courantes	39
11.	Mises en garde	40

1. Faits saillants du quatrième trimestre

- **Résultats financiers.** Les fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ se sont établis à 3,218 G\$ (2,68 \$ par action ordinaire), en comparaison de 3,493 G\$ (2,78 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté¹⁾ s'est établi à 1,325 G\$ (1,10 \$ par action ordinaire), en comparaison de 1,566 G\$ (1,25 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- **Redistribution constante de valeur aux actionnaires.** Suncor a redistribué près de 1,5 G\$ de valeur aux actionnaires au moyen de rachats d'actions totalisant 775 M\$ et de dividendes de 719 M\$. En 2025, Suncor a racheté environ 55,3 millions de ses actions ordinaires, ce qui représente 3,0 G\$, à un prix moyen de 54,68 \$ par action ordinaire, soit l'équivalent de 4,45 % de ses actions ordinaires en circulation au 31 décembre 2024.
- **Augmentation de 10 % des rachats d'actions.** En 2026, il est prévu que 100 % des fonds excédentaires continuent d'être redistribués aux actionnaires, comme en témoigne la hausse de 10 % des rachats d'actions par mois, lesquels ont atteint 275 M\$ par mois par rapport à 250 M\$ par mois en décembre 2025, ce qui porterait les rachats d'actions à 3,3 G\$ en 2026.
- **Hausse du dividende trimestriel.** Suncor a augmenté son dividende trimestriel d'environ 5 %, le portant à 0,60 \$ par action ordinaire.
- **Production trimestrielle en amont record.** La production en amont a atteint un record trimestriel de 909 000 barils par jour, soit 34 000 barils par jour de plus qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et a été marquée par plusieurs records trimestriels, notamment une production record de bitume de 992 700 barils par jour, une production nette record de pétrole brut synthétique de 557 000 barils par jour, ainsi qu'un taux d'utilisation record des unités de valorisation de 109 % à Syncrude.
- **Débit de raffinage trimestriel record.** Le débit de raffinage s'est établi à 504 200 barils par jour, un record trimestriel, soit une augmentation de 18 000 barils par jour par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et le taux d'utilisation des raffineries a atteint 108 %. Toutes les raffineries ont affiché des taux d'utilisation de plus de 100 %.
- **Objectifs de la Journée des investisseurs 2024 atteints avec un an d'avance.** Suncor a atteint ses objectifs triennaux ambitieux présentés lors de la Journée des investisseurs 2024, un an avant l'échéance prévue. Ces objectifs comprenaient :
 - o une augmentation des flux de trésorerie disponibles normalisés¹⁾ de 3,3 G\$ par année;
 - o une réduction du seuil de rentabilité de la Société basé sur le WTI de 10 \$ US par baril;
 - o un accroissement de la production en amont de 100 000 barils par jour;
 - o une réduction des dépenses en immobilisations annuelles à 5,7 G\$;
 - o l'atteinte de l'objectif de dette nette¹⁾ de 8 G\$ et la redistribution de 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires par la suite.

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

2. Information financière et d'exploitation consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat				
Sables pétrolifères	1 120	1 625	5 277	6 607
Exploration et production	61	125	526	867
Raffinage et commercialisation	895	410	2 822	2 596
Siège social et éliminations	(69)	(1 070)	(677)	(1 883)
Charge d'impôt sur le résultat	(531)	(272)	(2 030)	(2 171)
Bénéfice net	1 476	818	5 918	6 016
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾				
Sables pétrolifères	1 129	1 609	5 302	6 505
Exploration et production	61	125	526	867
Raffinage et commercialisation	893	410	2 858	2 600
Siège social et éliminations	(249)	(200)	(1 051)	(813)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(509)	(378)	(2 014)	(2 275)
Total	1 325	1 566	5 621	6 884
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾				
Sables pétrolifères	2 406	3 126	10 515	11 842
Exploration et production	214	274	1 195	1 610
Raffinage et commercialisation	1 174	638	3 907	3 538
Siège social et éliminations	(108)	(131)	(894)	(679)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(468)	(414)	(1 940)	(2 465)
Total	3 218	3 493	12 783	13 846
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	703	1 590	(2)	2 114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	5 083	12 781	15 960
Dépenses en immobilisations ²⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	815	700	3 162	3 185
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	668	798	2 496	2 981
Total	1 483	1 498	5 658	6 166
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 699	1 923	6 927	7 363

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 36 M\$ et de 198 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2025, respectivement, en comparaison de 72 M\$ et de 317 M\$ pour le quatrième trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Faits saillants de l'exploitation

(en kb/j, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
En amont				
Volumes de production				
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	557,0	543,6	519,1	516,1
Sables pétrolifères – bitume non valorisé	288,4	273,9	280,3	257,7
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	845,4	817,5	799,4	773,8
Exploration et production	63,6	57,5	60,8	53,8
Total de la production en amont	909,0	875,0	860,2	827,6
Ventes en amont	905,5	865,4	858,8	830,2
En aval				
Taux d'utilisation des raffineries (%)	108	104	103	100
Pétrole brut traité par les raffineries	504,2	486,2	480,3	465,0
Ventes de produits raffinés	640,4	613,3	623,3	600,4

Résultats financiers

Résultat net et résultat d'exploitation ajusté

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net	1 476	818	5 918	6 016
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(114)	514	(403)	714
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	7	(16)	20	(98)
(Renversement d'une provision) et réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres ²⁾	(66)	212	70	212
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	144	—	144
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	22	(106)	16	(104)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 325	1 566	5 621	6 884

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

2) Au deuxième trimestre de 2025, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres de 95 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations et de 41 M\$ dans le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C »).

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,476 G\$ pour le quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 818 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur le résultat d'exploitation ajusté mentionnés ci-dessous.

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

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

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

1 566	412	(533)	333	(20)	(117)	21	(206)	(131)	1 325
T4 2024	Volume et composition des ventes	Prix, marges et autres produits	Redevances	Évaluation des stocks	Charges d'exploitation et frais de transport	Charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection	Charges financières et autres	Impôt sur le résultat	T4 2025

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

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

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

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

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

Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 886	2 866	10 955	10 971
Marchandises	507	398	1 820	1 578
Rémunération fondée sur des actions ¹⁾	125	147	473	510
Total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 518	3 411	13 248	13 059

1) Pour le quatrième trimestre de 2025, la charge de rémunération fondée sur des actions de 125 M\$ tient compte d'un montant de 57 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétroliers, d'un montant de 2 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 22 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 44 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le quatrième trimestre de 2024, la charge de rémunération fondée sur des actions de 147 M\$ tient compte d'un montant de 54 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétroliers, d'un montant de 4 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un montant de 23 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un montant de 66 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations.

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux se sont établis à 3,518 G\$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 3,411 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement de la hausse du coût des intrants de marchandises. Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux sont demeurés relativement stables malgré une production et des volumes de ventes plus élevés du côté des activités en amont et en aval. L'exposition de la Société aux coûts des marchandises a été partiellement contrebalancée par les produits tirés des ventes d'électricité qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor. Pour plus de précisions, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2024, daté du 26 février 2025 (le « rapport de gestion annuel de 2024 »).

		Moyenne des trimestres clos les 31 décembre		Moyenne des exercices clos les 31 décembre	
		2025	2024	2025	2024
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	59,15	70,30	64,75	75,70
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	63,70	74,70	69,05	80,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,70	11,85	9,90	12,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	76,55	94,95	85,60	97,60
WCS à Hardisty	\$ US/b	47,95	57,75	53,65	61,00
Écart lourd/léger entre le WCS et le WTI	\$ US/b	(11,20)	(12,55)	(11,10)	(14,70)
(Écart) prime SYN/WTI	\$ US/b	(1,30)	0,85	(0,30)	(0,60)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	57,00	70,65	63,35	72,95
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	2,20	1,45	1,60	1,35
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	43,00	51,50	43,65	62,80
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	29,90	18,80	26,75	22,90
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	21,50	13,85	21,15	17,95
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	31,75	20,95	33,60	24,35
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	27,15	17,00	24,60	21,45
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	6,10	4,05	5,85	3,75
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor ²⁾	\$ US/b	32,00	24,25	29,45	28,20
Taux de change (moyen)	\$ US/\$ CA	0,72	0,71	0,72	0,73
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,72	0,69	0,72	0,69

- 1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.
- 2) Afin de refléter plus fidèlement les marges brutes de raffinage et de commercialisation que la Société obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Pour plus de précisions, notamment sur le mode de calcul de l'indice 5-2-1, se reporter au rapport de gestion annuel de 2024 de Suncor.

3. Résultats sectoriels et analyse

Sables pétrolifères

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation	6 693	7 661	27 324	29 260
Moins les redevances	(620)	(939)	(2 911)	(3 645)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 073	6 722	24 413	25 615
Bénéfice avant impôt sur le résultat	1 120	1 625	5 277	6 607
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	9	(16)	25	(102)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 129	1 609	5 302	6 505
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	2 406	3 126	10 515	11 842
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 393	2 185	6 646	7 502

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

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

Volumes de production

(en kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Bitume du secteur Sables pétrolifères				
Débit de traitement du bitume des installations de valorisation	704,3	677,6	657,2	649,3
Production de bitume non valorisé	288,4	273,9	280,3	257,7
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	992,7	951,5	937,5	907,0
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel				
Secteur Sables pétrolifères ¹⁾²⁾	361,9	357,6	343,7	345,8
Syncrude ¹⁾²⁾	224,9	214,9	204,8	198,4
Transferts entre actifs et produits consommés à l'interne ³⁾⁴⁾	(29,8)	(28,9)	(29,4)	(28,1)
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	557,0	543,6	519,1	516,1
Bitume non valorisé				
Secteur Sables pétrolifères	165,2	180,9	160,9	141,8
Fort Hills	178,2	161,7	175,4	168,0
Syncrude	0,1	—	2,3	1,1
Transferts entre actifs ⁵⁾	(55,1)	(68,7)	(58,3)	(53,2)
Production de bitume non valorisé	288,4	273,9	280,3	257,7
Volumes de production du secteur Sable pétrolifères mis en marché				
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	557,0	543,6	519,1	516,1
Bitume non valorisé	288,4	273,9	280,3	257,7
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	845,4	817,5	799,4	773,8

- 1) L'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères traite du bitume dans une proportion d'environ 80 %, tandis que l'unité de valorisation de Syncrude traite du bitume dans une proportion d'environ 85 %.
- 2) Les taux d'utilisation des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris les produits consommés à l'interne et les transferts entre actifs.
- 3) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel et d'autres produits consommés à l'interne dans le cadre des activités. Pour le quatrième trimestre de 2025, le secteur Sables pétrolifères a produit 17 000 b/j de produits consommés à l'interne, dont 8 500 b/j ont été consommés par le secteur Sables pétrolifères, 7 000 b/j par Fort Hills et 1 500 b/j par Syncrude. Syncrude a produit 3 600 b/j de produits consommés à l'interne.
- 4) Pour le quatrième trimestre de 2025, les transferts entre actifs de produits valorisés consistent en 9 200 b/j de pétrole brut synthétique sulfureux, qui ont été transférés des installations du secteur Sables pétrolifères vers Syncrude.
- 5) Pour le quatrième trimestre de 2025, les transferts entre actifs de produits non valorisés consistent en 46 500 b/j de bitume qui ont été transférés de Fort Hills vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, en 8 500 b/j de bitume qui ont été transférés de Firebag à Syncrude et en 100 b/j de bitume qui ont été transférés de Syncrude au secteur Sables pétrolifères.

La production totale de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour atteindre un record trimestriel de 992 700 b/j, comparativement à 951 500 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une solide performance des activités minières, et elle reflète une production sans précédent pour un quatrième trimestre à Fort Hills, qui a atteint 90 % de sa capacité nominale en 2025 conformément au plan triennal d'amélioration de la mine.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est accrue pour atteindre 557 000 b/j, un record trimestriel, comparativement à 543 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et elle reflète un taux d'utilisation record de l'unité de valorisation de 109 % à Syncrude et un excellent taux d'utilisation de l'unité de valorisation de 103 % à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, comparativement à 105 % et à 102 %, respectivement, au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La hausse de la production nette de pétrole brut synthétique s'explique essentiellement par la plus grande disponibilité des installations de valorisation au cours de la période à l'étude attribuable au moins grand nombre de travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre considéré et par la solide fiabilité soutenue des installations de valorisation.

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

Volumes de ventes

(en kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	570,3	538,3	520,4	513,2
Bitume non valorisé	283,7	282,3	278,6	260,8
Total	854,0	820,6	799,0	774,0

Au quatrième trimestre de 2025, les volumes de ventes de pétrole brut synthétique et de diesel ont augmenté pour s'établir à 570 300 b/j, en comparaison de 538 300 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des volumes de production de pétrole brut synthétique et d'un prélèvement sur les stocks au cours du quatrième trimestre de 2025, comparativement à une accumulation des stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les volumes de ventes de bitume non valorisé de 283 700 b/j au quatrième trimestre de 2025 ont été comparables à ceux de 282 300 b/j du trimestre correspondant de l'exercice précédent, la hausse des volumes de production de bitume non valorisé ayant été principalement contrebalancée par une accumulation des stocks au cours du quatrième trimestre de 2025, comparativement à un prélèvement sur les stocks au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (en \$/b)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	80,27	95,28	87,79	97,91
Bitume non valorisé	51,96	69,24	62,02	72,65
Prix moyen pondéré	70,86	86,32	78,80	89,41
Prix moyen pondéré du pétrole brut, par rapport au WTI	(11,64)	(12,02)	(11,67)	(14,28)

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

Au quatrième trimestre de 2025, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont diminué par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'une baisse des cours de référence du pétrole brut et d'une diminution des écarts entre le prix du pétrole synthétique et du WTI, en partie contrebalancées par un rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au quatrième trimestre de 2025 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix du bitume.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères au quatrième trimestre de 2025 a augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation du coût des intrants des marchandises et des volumes, de la hausse de la production et de la hausse des volumes de ventes.

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

Les frais de transport ont diminué au quatrième trimestre de 2025 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution des exportations vers la côte du golfe des États-Unis.

Le montant inscrit au titre des charges financières et autres, qui comprend les autres produits, a diminué au quatrième trimestre de 2025 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des autres produits.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	2 548	2 445	9 625	9 428
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 309	1 261	4 929	4 797
Coûts non liés à la production ³⁾	51	117	302	246
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(104)	(63)	(339)	(245)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾	1 256	1 315	4 892	4 798
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	527,1	538,5	504,6	487,6
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	25,90	26,55	26,55	26,90
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	638	567	2 505	2 315
Coûts non liés à la production ³⁾	(112)	(51)	(360)	(267)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(8)	(6)	(25)	(32)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾	518	510	2 120	2 016
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	178,2	161,7	175,4	168,0
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	31,60	34,25	33,10	32,80
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	676	681	2 601	2 604
Coûts non liés à la production ³⁾	(28)	(28)	(43)	(22)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire ⁴⁾	(5)	(4)	(12)	(17)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾	643	649	2 546	2 565
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	225,0	214,9	207,1	199,5
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	31,05	32,80	33,70	35,15

- 1) Les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères sont présentés sur une base consolidée et reflètent : i) l'incidence des variations des niveaux et des évaluations des stocks, de sorte que la Société soit en mesure de présenter des informations sur les coûts en fonction des volumes de production; et ii) les ajustements au titre des ventes internes de diesel entre les actifs. Au cours du quatrième trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2025, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (75) M\$ et de (410) M\$, respectivement. Au cours du quatrième trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2024, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de (64) M\$ et de (288) M\$, respectivement.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Les montants par baril connexes comprennent des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.
- 3) Les coûts non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les frais de démarrage de projets et les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production par rapport au coût d'achat. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.
- 4) Représentent les produits liés à l'énergie excédentaire provenant des unités de cogénération qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent également compte, notamment, des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers traitant.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 25,90 \$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 26,55 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui est principalement attribuable à l'accroissement des volumes de ventes d'électricité et à la moins grande proportion de bitume des installations de Fort Hills qui a été acheminée à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, en partie contrebalancées par la hausse des volumes de gaz naturel découlant de la consommation accrue à la nouvelle centrale de cogénération, par l'augmentation des prix du gaz naturel et par la baisse des volumes de production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills ont diminué pour s'établir à 31,60 \$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 34,25 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la hausse des volumes de production et la proportion moindre de pétrole brut synthétique sulfureux de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et de l'installation de Firebag qui a été acheminée à l'installation de valorisation de Syncrude, en partie contrebalancée par la hausse du coût des intrants de marchandises et par l'intensification des activités minières.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont diminué pour s'établir à 31,05 \$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 32,80 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse des volumes de production, en partie contrebalancée par la hausse du coût des intrants de marchandises.

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

Travaux de maintenance planifiés

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

- Des travaux de maintenance planifiés à Firebag seront entrepris au premier trimestre de 2026.
- Des travaux de maintenance planifiés à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères seront entrepris au premier trimestre de 2026.
- Des travaux de maintenance planifiés à la mine de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères seront entrepris au premier trimestre de 2026 et devraient s'achever au deuxième trimestre de 2026.
- Des travaux de maintenance planifiés à l'usine Syncrude seront entrepris au premier trimestre de 2026 et devraient s'achever au deuxième trimestre de 2026.
- Des travaux de maintenance planifiés la mine de à Syncrude seront entrepris au premier trimestre de 2026.

Exploration et production

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation ¹⁾	450	642	2 509	2 798
Moins les redevances ¹⁾	(71)	(187)	(558)	(547)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	379	455	1 951	2 251
Bénéfice avant impôt sur le résultat	61	125	526	867
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	61	125	526	867
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	214	274	1 195	1 610
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	37	19	398	703

1) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers consolidés de la Société. Se reporter au tableau portant sur les prix obtenus par le secteur E&P figurant à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

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

Volumes

(kb/j)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
E&P Canada	62,5	50,3	57,5	49,7
E&P International	1,1	7,2	3,3	4,1
Production totale	63,6	57,5	60,8	53,8
Total des volumes de ventes	51,5	44,8	59,8	56,2

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

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

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances (\$/b)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
E&P Canada	83,32	98,26	92,70	107,38

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

Les prix obtenus par le secteur E&P au quatrième trimestre de 2025 ont été moins élevés que ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la baisse des cours de référence du pétrole brut Brent.

Redevances

Pour le quatrième trimestre de 2025, les redevances du secteur E&P, compte non tenu de l'incidence de la Libye, ont diminué par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus.

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

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance planifiés d'envergure pour le secteur E&P au premier trimestre de 2026.

Raffinage et commercialisation

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits d'exploitation	7 648	7 547	30 671	31 341
Bénéfice avant impôt sur le résultat	895	410	2 822	2 596
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(2)	—	(5)	4
Réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres ¹⁾	—	—	41	—
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	893	410	2 858	2 600
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	1 174	638	3 907	3 538
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	858	286	2 759	2 348

1) Au cours du deuxième trimestre de 2025, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur de 41 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

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

Volumes

	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	242,6	232,4	238,5	213,6
Ouest de l'Amérique du Nord	261,6	253,8	241,8	251,4
Total	504,2	486,2	480,3	465,0
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	109	105	107	96
Ouest de l'Amérique du Nord	107	104	99	103
Moyenne	108	104	103	100
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	274,0	260,3	262,5	253,3
Distillat	272,7	263,5	273,8	261,9
Autres	93,7	89,5	87,0	85,2
Total	640,4	613,3	623,3	600,4
Production des raffineries ²⁾ (kb)	49 091	47 519	185 497	180 356
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») ³⁾ (\$/b)	40,75	30,00	37,60	36,40
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ³⁾ (\$/b)	45,15	30,60	39,50	37,00
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)	6,55	6,55	6,50	6,60

1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.

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

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

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

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

Marges brutes de raffinage et de commercialisation¹⁾

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

- Calculées selon la méthode DEPS²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 45,15 \$/b au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 30,60 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de l'élargissement des marges de craquage de référence et des écarts liés à l'emplacement plus importants associés aux marchés régionaux de la Société. La marge réalisée¹⁾ s'est établie à 101 % par rapport à l'indice 5-2-2-1 de Suncor au quatrième trimestre de 2025.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 40,75 \$/b au quatrième trimestre de 2025, en hausse comparativement à celles de 30,00 \$/b inscrites au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode PEPS. Au quatrième trimestre de 2025, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS s'est traduite par une perte de 215 M\$, comparativement à une perte de 29 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente une incidence défavorable de 186 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation du quatrième trimestre de 2025 ont été comparables à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, les coûts liés aux travaux de maintenance ayant contrebalancé la hausse du coût des intrants des marchandises. Les frais de transport ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par l'accroissement des volumes de production et de ventes.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril¹⁾ de 6,55 \$ au quatrième trimestre de 2025 ont été comparables à celles de 6,55 \$ du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du fait que l'accroissement de la production des raffineries a contrebalancé l'augmentation du coût des intrants des marchandises.

Travaux de maintenance planifiés

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

- Des travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City débuteront au premier trimestre de 2026 et devraient s'achever au deuxième trimestre de 2026.

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

2) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS tient également compte de l'incidence de la tranche réalisée des activités de gestion du risque marchandises. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

Siège social et éliminations

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Perte avant impôt sur le résultat	(69)	(1 070)	(677)	(1 883)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(114)	514	(403)	714
(Renversement d'une provision) et réduction de valeur sur des placements en titres de capitaux propres ¹⁾	(66)	212	29	212
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	144	—	144
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	(249)	(200)	(1 051)	(813)
<i>Siège social</i>	(307)	(92)	(1 236)	(695)
<i>Éliminations – profit intersectoriel réalisé (éliminé)</i>	58	(108)	185	(118)
Fonds affectés à l'exploitation ajustés ²⁾	(108)	(131)	(894)	(679)
Flux de trésorerie déficitaires ²⁾	(121)	(153)	(936)	(725)

1) Au deuxième trimestre de 2025, Suncor a comptabilisé une réduction de valeur de 95 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.

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

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

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation ajustés de 108 M\$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation ajustés de 131 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'incidence des mêmes facteurs que ceux ayant influé sur la perte d'exploitation ajustée, à l'exception de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions.

4. Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Charge d'impôt exigible	468	414	1 940	2 465
Charge (recouvrement) d'impôt différé	63	(142)	90	(294)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le bénéfice net	531	272	2 030	2 171
Moins la charge (le recouvrement) d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	22	(106)	16	(104)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	509	378	2 014	2 275
Taux d'impôt effectif	26,5 %	25,0 %	25,5 %	26,5 %

La charge d'impôt sur le résultat a augmenté pour s'établir à 531 M\$ au quatrième trimestre de 2025, en comparaison de 272 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation du bénéfice imposable. Au quatrième trimestre de 2025, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société a augmenté comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique surtout par des éléments non déductibles et permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt au cours du trimestre considéré.

5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les			Exercices clos les				
	31 décembre 2025		31 décembre 2024	31 décembre 2025		31 décembre 2024		
	Maintien et	Investissements		Maintien et	Investissements			
	entretien ¹⁾	économiques ²⁾	Total	Total	entretien ¹⁾	économiques ²⁾	Total	Total
Sables pétrolifères								
Usine de base du secteur Sables pétrolifères	212	69	281	351	919	444	1 363	1 852
Activités in situ	66	89	155	134	200	373	573	498
Fort Hills	37	186	223	192	296	456	752	760
Syncrude	277	62	339	209	820	237	1 057	962
E&P	—	156	156	239	—	723	723	862
R&C	211	105	316	351	887	261	1 148	1 186
Siège social et éliminations	12	1	13	22	40	2	42	46
	815	668	1 483	1 498	3 162	2 496	5 658	6 166
Intérêts sur la dette incorporés à l'actif			36	72			198	317
Total des dépenses en immobilisations			1 519	1 570			5 856	6 483

1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui visent à miser sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, ainsi que de maintenir la capacité de traitement actuelle.

2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui devraient entraîner une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,483 G\$ au cours du quatrième trimestre de 2025, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 1,498 G\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au quatrième trimestre de 2025, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 36 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 72 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

- la conception et la construction des plateformes de puits visant la mise en valeur des réserves supplémentaires qui visent à assurer le maintien des niveaux de production actuels des activités *in situ*;
- les achats de matériel minier et la progression des travaux liés à l'ouverture de la deuxième mine de la fosse Nord à Fort Hills;
- les travaux liés au projet d'extension est de la mine Mildred Lake et la préparation de la conversion à un système de transport autonome à Syncrude;
- la progression du projet d'extension ouest de White Rose du secteur E&P, qui entre dans la dernière phase de réalisation;
- l'amélioration des activités de vente et de commercialisation du secteur R&C, y compris les investissements stratégiques continus dans certains emplacements de vente au détail appartenant à la Société.

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

- les travaux de maintenance planifiés, la préparation des travaux de maintenance planifiés à venir pour le matériel minier, la gestion des résidus des mines et d'autres projets de maintenance du secteur Sables pétrolifères;
- les travaux de maintenance planifiés, la préparation des travaux de maintenance planifiés à venir pour le maintien des actifs de raffinage, de vente au détail et de logistique du secteur R&C.

6. Situation financière et situation de trésorerie

Indicateurs	Périodes de 12 mois closes les 31 décembre	
	2025	2024
Rendement du capital investi (RCI) ^{1),2)} (%)	11,3	13,0
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	0,5	0,5
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	18,1	18,9
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	12,3	13,4

- 1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document.
- 2) Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2025 et la période de 12 mois close le 31 décembre 2024, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et des équivalents de trésorerie et des lignes de crédit disponibles. La direction de Suncor estime que la Société disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2026, de l'ordre de 5,6 G\$ à 5,8 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, la production, les volumes de ventes, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents. Les objectifs de placement à court terme de la Société visent à préserver le capital, à disposer de liquidités suffisantes pour répondre aux besoins de flux de trésorerie de Suncor et à offrir des rendements concurrentiels au moyen de placements dont la valeur et la diversification sont compatibles avec des paramètres de risque acceptables. La durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne devrait pas dépasser six mois, et toutes les contreparties ont une notation élevée.

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 3,650 G\$ pour le trimestre clos le 31 décembre 2025, en hausse comparativement à ceux de 2,944 G\$ inscrits au 30 septembre 2025. L'entrée de trésorerie enregistrée au quatrième trimestre de 2025 découle essentiellement des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de la Société, dont le montant a été supérieur au rendement pour les actionnaires de la Société, notamment les rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») et le paiement de dividendes, ainsi que des dépenses en immobilisations de la Société.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 3,650 G\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, en hausse comparativement à ceux de 3,484 G\$ inscrits au 31 décembre 2024. Les entrées de trésorerie enregistrées en 2025 découlent principalement des flux de trésorerie générés par les activités d'exploitation de la Société, dont le montant a été supérieur aux dépenses en immobilisations de la Société et au rendement pour les actionnaires de la Société, notamment les rachats d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat et le paiement de dividendes.

Au 31 décembre 2025, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 12 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 5,219 G\$ au 31 décembre 2025, comparativement à 5,475 G\$ au 31 décembre 2024.

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

Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement et de la liquidité demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue du contexte commercial. Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale et ses obligations locatives soient d'au plus 65 % de sa dette totale et de ses obligations locatives majorées des capitaux propres. Au 31 décembre 2025, le ratio dette totale et obligations locatives/dette totale et obligations locatives majorées des capitaux propres était de 24,3 % (24,8 % au 31 décembre 2024). De plus, la Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle en vertu de ses conventions d'emprunt.

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 31 décembre 2025	Exercice clos le 31 décembre 2025
Dette totale ¹⁾ à l'ouverture de la période	10 091	10 345
Diminution de la dette à long terme	(4)	(4)
Diminution de la dette à court terme	—	—
Incidence du change sur la dette et autres	(100)	(354)
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2025	9 987	9 987
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2025	3 650	3 650
Dette nette ¹⁾ au 31 décembre 2025	6 337	6 337

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

La dette totale de la Société a diminué au cours du quatrième trimestre de 2025, en raison surtout de l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 septembre 2025.

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

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

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

Actions ordinaires

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

Au 30 janvier 2026, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 189 941 773 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 4 228 516. Une fois les droits sous-jacents acquis, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être exercée pour obtenir une action ordinaire.

Rachats d'actions

(en milliers d'actions ordinaires)	Date de début	Expiration	Nombre maximal d'actions pouvant être rachetées	Nombre maximal d'actions pouvant être rachetées (%)	Nombre d'actions rachetées
Offre publique de rachat de 2023	17 février 2023	16 février 2024	132 900	10	47 107
Offre publique de rachat de 2024	26 février 2024	25 février 2025	128 700	10	61 066
Offre publique de rachat de 2025	3 mars 2025	2 mars 2026	123 800	10	50 475

L'offre publique de rachat actuelle de Suncor prendra fin le 2 mars 2026. La Société a l'intention de renouveler le programme d'offre publique de rachat après l'expiration de l'offre publique de rachat actuelle.

Entre le 3 mars 2025 et le 30 janvier 2026, conformément à son offre publique de rachat, Suncor a racheté 50 474 677 actions ordinaires sur le marché libre, soit 4,1% de ses actions ordinaires en circulation au 18 février 2025, pour 2,8 G\$, à un prix moyen pondéré de 55,46 \$ par action ordinaire.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées aux termes de l'offre publique de rachat et le calendrier des rachats seront déterminés par Suncor. La Société estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente une occasion de placement intéressante et est dans l'intérêt supérieur de la Société et de ses actionnaires. La Société ne s'attend pas à ce que la décision d'attribuer de la trésorerie pour racheter des actions ait une incidence sur sa stratégie à long terme.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	13 129	18 521	55 322	55 564
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	59,03	53,99	54,68	52,33
Coût du rachat d'actions ¹⁾	775	1 000	3 025	2 908

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

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements hors bilan

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment des paiements au titre des obligations contractuelles et des engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » de son rapport de gestion de 2024, et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2025. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement hors bilan qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

7. Données financières trimestrielles

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

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	30 sept. 2024	30 juin 2024	31 mars 2024
Production totale (kb/j)								
Sables pétrolifères	845,4	812,2	748,4	790,9	817,5	776,0	716,0	785,0
Exploration et production	63,6	57,8	59,7	62,3	57,5	52,6	54,6	50,3
Production en amont totale	909,0	870,0	808,1	853,2	875,0	828,6	770,6	835,3
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	504,2	491,7	442,3	482,7	486,2	487,6	430,5	455,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits bruts	12 733	13 565	12 749	13 330	13 657	13 905	14 014	13 305
Redevances	(691)	(1 013)	(758)	(1 007)	(1 126)	(1 017)	(1 125)	(924)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 042	12 552	11 991	12 323	12 531	12 888	12 889	12 381
Autres produits (pertes)	254	115	(97)	130	(28)	174	151	148
	12 296	12 667	11 894	12 453	12 503	13 062	13 040	12 529
Bénéfice net	1 476	1 619	1 134	1 689	818	2 020	1 568	1 610
Par action ordinaire – de base (en dollars)	1,23	1,34	0,93	1,36	0,65	1,59	1,22	1,25
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	1 325	1 794	873	1 629	1 566	1 875	1 626	1 817
Par action ordinaire ^{1),2)} (en dollars)	1,10	1,48	0,71	1,31	1,25	1,48	1,27	1,41
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾	3 218	3 831	2 689	3 045	3 493	3 787	3 397	3 169
Par action ordinaire ^{1),2)} (en dollars)	2,68	3,16	2,20	2,46	2,78	2,98	2,65	2,46
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	3 785	2 919	2 156	5 083	4 261	3 829	2 787
Par action ordinaire ²⁾ (en dollars)	3,27	3,13	2,38	1,74	4,05	3,36	2,98	2,16
Flux de trésorerie disponibles ¹⁾	1 699	2 347	981	1 900	1 923	2 232	1 350	1 858
Par action ordinaire ^{1),2)} (en dollars)	1,42	1,94	0,80	1,53	1,53	1,76	1,05	1,44
RCI ^{1),3)} (% , sur 12 mois)	11,3	11,0	11,1	12,8	13,0	15,6	15,6	15,7
Dette nette ^{1),4)}	6 337	7 147	7 673	7 559	6 861	7 968	9 054	9 552
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividendes par action ordinaire ²⁾	0,60	0,57	0,57	0,57	0,57	0,55	0,55	0,55
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	60,92	58,24	51,01	55,72	51,31	49,92	52,15	49,99
Bourse de New York (\$ US)	44,36	41,81	37,45	38,72	35,68	36,92	38,10	36,91

1) Cette mesure financière représente une mesure financière hors PCGR ou comprend une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » du présent document. Le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de l'exploitation ajustés, la dette nette, les flux de trésorerie disponibles et le RCI sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport aux actionnaires trimestriel (rapport trimestriel) publié par Suncor pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR+ au www.sedarplus.ca.

2) De base par action.

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

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

Contexte commercial

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

- 1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.
- 2) Afin de refléter plus fidèlement les marges brutes de raffinage et de commercialisation que la Société obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Pour plus de précisions, notamment sur le mode de calcul de l'indice sur mesure, se reporter au rapport de gestion annuel de 2024 de Suncor.

8. Autres éléments

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2024 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2024 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2024.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2024, à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de l'exercice clos le 31 décembre 2025 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2024.

Droits de douane

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

9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et les autres mesures financières

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent document, notamment le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles (déficitaires), [les flux de trésorerie disponibles normalisés], les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, la marge réalisée de raffinage et de commercialisation, la dette nette, le total de la dette, la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril connexes ou les données qui contiennent de telles mesures, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité, le cas échéant, et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat d'exploitation ajusté

Le résultat d'exploitation ajusté est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat d'exploitation ajusté pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation ajusté et le résultat net est présenté aux rubriques « Information financière et d'exploitation consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent document.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation ajusté

Dans le présent document, la Société présente un graphique qui illustre la variation du résultat d'exploitation ajusté par rapport à celui de la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat d'exploitation ajusté qui suit les analyses comparatives présentées dans le présent document, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement. Tous les éléments de rapprochement sont présentés avant impôt et ajustés pour tenir compte de l'impôt sur le résultat compris dans le facteur de rapprochement de l'impôt sur le résultat.

- Le facteur lié aux volumes de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes de ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction des volumes de production des raffineries du secteur R&C.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite des activités de la Société en Libye, qui sont exemptes de redevances, et des activités de gestion du risque marchandises réalisées, ainsi que les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte des activités de la Société en Libye, puisque les redevances en Libye sont incluses dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, la tranche réalisée des activités de gestion du risque marchandises présentées dans le secteur R&C ainsi que l'incidence du report ou de la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères aux raffineries de Suncor présentée dans le secteur Siège social et éliminations.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des coûts de démarrage de projet, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation et de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation ajusté.
- Le facteur lié à la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection tient compte de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.
- Le facteur lié à l'impôt sur le résultat tient compte de la charge d'impôt exigible et différé de la Société sur le résultat d'exploitation ajusté, de l'incidence des variations des taux d'impôt réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

RCI et RCI compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur

Le RCI est un ratio hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le RCI est calculé à l'aide du résultat net ajusté et du capital moyen investi, qui constituent des mesures financières hors PCGR. Le résultat net ajusté est calculé au moyen du résultat net et en ajustant les montants après impôt en fonction des écarts de change latents sur la dette libellée en dollars américains et de la charge d'intérêts nette. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 12 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi à l'ouverture et à la clôture de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2025	2024
Ajustements du résultat net			
Bénéfice net		5 918	6 016
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(353)	615
Charges d'intérêts nettes		327	279
Résultat net ajusté ¹⁾	A	5 892	6 910
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette ²⁾		6 861	9 852
Capitaux propres		44 514	43 279
		51 375	53 131
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette ²⁾		6 337	6 861
Capitaux propres		45 124	44 514
		51 461	51 375
Capital moyen investi	B	52 048	52 972
RCI ³⁾ (%)	A/B	11,3	13,0

- 1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 61 M\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2025 et à 1,042 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2024.
- 2) La dette nette est une mesure financière hors PCGR.
- 3) Pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2025 et la période de 12 mois close le 31 décembre 2024, la Société n'a comptabilisé aucune perte de valeur ou reprise de pertes de valeur. Ainsi, le RCI compte non tenu des pertes de valeur correspondait au RCI.

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés

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

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

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

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat	5 277	6 607	526	867	2 822	2 596	(677)	(1 883)	—	—	7 948	8 187
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	5 047	5 134	649	707	1 082	996	138	117	—	—	6 916	6 954
Charge de désactualisation	498	514	65	67	13	11	—	—	—	—	576	592
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(403)	714	—	—	(403)	714
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(111)	(117)	(3)	3	8	(8)	—	—	—	—	(106)	(122)
Profit à la cession d'actifs	(36)	(15)	—	—	(19)	(8)	—	(2)	—	—	(55)	(25)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	170	—	—	—	170
Rémunération fondée sur des actions	37	(47)	1	12	17	(20)	(47)	(2)	—	—	8	(57)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(385)	(385)	(47)	(47)	(73)	(56)	—	—	—	—	(505)	(488)
Autres	188	151	4	1	57	27	95	207	—	—	344	386
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(1 940)	(2 465)	(1 940)	(2 465)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	10 515	11 842	1 195	1 610	3 907	3 538	(894)	(679)	(1 940)	(2 465)	12 783	13 846
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											(2)	2 114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											12 781	15 960

Flux de trésorerie disponibles

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

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 406	3 126	214	274	1 174	638	(108)	(131)	(468)	(414)	3 218	3 493
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif	(1 013)	(941)	(177)	(255)	(316)	(352)	(13)	(22)	—	—	(1 519)	(1 570)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	1 393	2 185	37	19	858	286	(121)	(153)	(468)	(414)	1 699	1 923

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolières		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	10 515	11 842	1 195	1 610	3 907	3 538	(894)	(679)	(1 940)	(2 465)	12 783	13 846
Dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif	(3 869)	(4 340)	(797)	(907)	(1 148)	(1 190)	(42)	(46)	—	—	(5 856)	(6 483)
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)	6 646	7 502	398	703	2 759	2 348	(936)	(725)	(1 940)	(2 465)	6 927	7 363

Flux de trésorerie disponibles normalisés

Les flux de trésorerie disponibles normalisés sont une mesure financière hors PCGR qui est calculée en normalisant les flux de trésorerie disponibles selon un prix du WTI de 75 \$ US. La direction utilise les flux de trésorerie disponibles normalisés afin de comparer les flux de trésorerie disponibles dans un contexte de prix constants.

Périodes de 12 mois closes les 31 décembre (en millions de dollars)			
	2025	2024	2023
Flux de trésorerie disponibles (données présentées)	6 927	7 363	7 497
Ajustés pour tenir compte de l'incidence du contexte commercial ¹⁾	1 779	140	(1 559)
Ajustés pour tenir compte des éléments non structurels, y compris les ajustements	(230)	(130)	(880)
Flux de trésorerie disponibles (données normalisées)	8 476	7 373	5 058

1) Les résultats pour 2025 ont été normalisés selon l'hypothèse d'un prix du WTI de 75 \$ US, fondé sur les sensibilités des FPEA annuelles suivantes : +210 M\$ par augmentation du WTI de 1 \$ US/b; +50 M\$ par augmentation de l'écart entre le SYN et le WTI de 1 \$ US/b; +0 M\$ par augmentation de l'écart entre le WSC et le WTI de 1 \$ US/b; +170 M\$ par augmentation de 1 \$ US/b au port de New York 2-1-1; +230 M\$ par diminution de 1 \$ CA/GJ au carrefour AEEO; +135 M\$ par augmentation de 20 \$ CA/MWh du prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta; +240 M\$ par diminution de 0,01 \$ US/CA.

Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et charges d'exploitation décaissées de Syncrude

Les charges d'exploitation décaissées sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolières en fonction des coûts non liés à la production et des coûts liés à la capacité énergétique excédentaire. Les principaux coûts non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les frais de démarrage de projets et les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production par rapport au coût d'achat. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolières, au coût de production. La capacité énergétique excédentaire s'entend des produits liés à l'énergie excédentaire provenant des unités de cogénération qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolières rendent compte aussi notamment des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers traitant. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolières, de Fort Hills et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolières – Charges d'exploitation décaissées » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, la marge réalisée de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, d'après la méthode PEPS, sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte des coûts de la commercialisation intersectorielle comptabilisés dans les produits intersectoriels. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, selon la méthode DEPS, font l'objet d'un autre ajustement pour tenir compte de l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS comptabilisée dans les achats de pétrole brut et de produits et des activités de gestion des risques comptabilisées dans les autres produits (pertes). Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La marge réalisée de raffinage et de commercialisation est calculée en divisant la marge brute de raffinage et de commercialisation, selon la méthode DEPS, par l'indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor. Pour plus de précisions sur le calcul de l'indice 5-2-2-1, se reporter au rapport de gestion annuel 2024 de Suncor. La direction utilise les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage et la marge réalisée de raffinage et de commercialisation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation				
Produits d'exploitation	7 648	7 547	30 671	31 341
Achats de pétrole brut et de produits	(5 657)	(6 123)	(23 756)	(24 915)
	1 991	1 424	6 915	6 426
Autres produits	25	58	56	255
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation	(15)	(56)	—	(112)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	2 001	1 426	6 971	6 569
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	49 091	47 519	185 497	180 356
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	40,75	30,00	37,60	36,40
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques	215	29	352	107
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	2 216	1 455	7 323	6 676
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	45,15	30,60	39,50	37,00
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	650	653	2 439	2 466
Coûts non liés au raffinage	(328)	(342)	(1 231)	(1 277)
Charges d'exploitation de raffinage	322	311	1 208	1 189
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	49 091	47 519	185 497	180 356
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	6,55	6,55	6,50	6,60
Rapprochement de la marge réalisée de raffinage et de commercialisation				
Marges brutes de raffinage et de commercialisation selon la méthode DEPS (\$/b)	45,15	30,60	39,50	37,00
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$/b)	44,65	33,95	41,15	38,65
Marge réalisée de raffinage et de commercialisation (%)	101	90	96	96

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

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

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

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

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

Dettes nette et dette totale

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre	31 décembre
	2025	2024
Dettes à court terme	—	—
Tranche courante de la dette à long terme	973	997
Dettes à long terme	9 014	9 348
Dettes totales	9 987	10 345
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	3 650	3 484
Dettes nettes	6 337	6 861
Capitaux propres	45 124	44 514
Dettes totales majorées des capitaux propres	55 111	54 859
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	18,1	18,9
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres (%)	12,3	13,4

Prix obtenus

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

Prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères

Trimestres clos les		31 décembre 2025			31 décembre 2024		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	
Produits d'exploitation	2 172	4 521	6 693	2 682	4 979	7 661	
Autres produits	25	52	77	30	4	34	
Achats de pétrole brut et de produits	(582)	(48)	(630)	(695)	(53)	(748)	
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(98)	(151)	(249)	(32)	(48)	(80)	
Montant brut réalisé	1 517	4 374	5 891	1 985	4 882	6 867	
Frais de transport et de distribution	(161)	(165)	(326)	(187)	(163)	(350)	
Prix obtenu	1 356	4 209	5 565	1 798	4 719	6 517	
Volumes de ventes (kb)	26 102	52 472	78 574	25 973	49 519	75 492	
Prix obtenu par baril	51,96	80,27	70,86	69,24	95,28	86,32	

Périodes de 12 mois closes les		31 décembre 2025			31 décembre 2024		
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères	
Produits d'exploitation	9 521	17 803	27 324	9 924	19 336	29 260	
Autres produits	80	143	223	142	34	176	
Achats de pétrole brut et de produits	(2 412)	(158)	(2 570)	(2 371)	(188)	(2 559)	
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(211)	(475)	(686)	(130)	(199)	(329)	
Montant brut réalisé	6 978	17 313	24 291	7 565	18 983	26 548	
Frais de transport et de distribution	(670)	(640)	(1 310)	(636)	(589)	(1 225)	
Prix obtenu	6 308	16 673	22 981	6 929	18 394	25 323	
Volumes de ventes (kb)	101 699	189 950	291 649	95 447	187 844	283 291	
Prix obtenu par baril	62,02	87,79	78,80	72,65	97,91	89,41	

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

Prix obtenus par le secteur E&P

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2025			31 décembre 2024		
	E&P Canada	Autres ^(1),2)	Secteur E&P	E&P Canada	Autres ^(1),2)	Secteur E&P
Produits d'exploitation	415	35	450	363	279	642
Frais de transport et de distribution	(26)	(2)	(28)	(23)	(3)	(26)
Prix obtenu	389	33		340	276	
Volumes de ventes (kb)	4 642			3 464		
Prix obtenu par baril	83,32			98,26		
Périodes de 12 mois closes les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2025			31 décembre 2024		
	E&P Canada	Autres ^(1),2)	Secteur E&P	E&P Canada	Autres ^(1),2)	Secteur E&P
Produits d'exploitation	2 018	491	2 509	2 127	671	2 798
Frais de transport et de distribution	(107)	(11)	(118)	(81)	(8)	(89)
Prix obtenu	1 911	480		2 046	663	
Volumes de ventes (kb)	20 603			19 095		
Prix obtenu par baril	92,70			107,38		

1) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les prix obtenus ne sont pas fournis.

2) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers consolidés de la Société. Les produits du quatrième trimestre de 2025 tiennent compte d'une majoration de 27 M\$ (212 M\$ en 2024) et d'une majoration compensatoire des redevances de 18 M\$ (120 M\$ en 2024) pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 9 M\$ (92 M\$ en 2024) comptabilisée sur une base consolidée. Les produits de la période de 12 mois close le 31 décembre de 2025 tiennent compte d'une majoration de 374 M\$ (510 M\$ en 2024) et d'une majoration compensatoire des redevances de 220 M\$ (271 M\$ en 2024) pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 154 M\$ (239 M\$ en 2024) comptabilisée sur une base consolidée.

10. Abréviations courantes

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

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour

GJ gigajoules

MW mégawatt

MWh mégawattheure

Lieux et devises

É.-U. États-Unis

R.-U. Royaume-Uni

\$ ou \$ CA Dollars canadiens

\$ US Dollars américains

Contexte financier et commercial

T4 Trimestre clos le 31 décembre

WTI West Texas Intermediate

WCS Western Canadian Select

SYN Cours de référence du pétrole brut synthétique

MSW Mélange non corrosif mixte

11. Mises en garde

Énoncés prospectifs

Le présent document renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; l'incertitude liée aux conflits géopolitiques; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'élaboration et l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et informations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses en immobilisations ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « futur », « avenir », « potentiel », « occasion », « priorité », « stratégie » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs formulés dans le présent document font référence aux éléments suivants :

- la conviction de Suncor qu'elle générera une valeur supérieure pour les actionnaires et des flux de trésorerie résilients, ainsi que les fondements de cette conviction;
- l'attente selon laquelle Suncor continuera de redistribuer 100 % des fonds excédentaires aux actionnaires en 2026;
- le fait que Suncor prévoit effectuer des rachats d'actions de 3,3 G\$ en 2026;
- la durée et l'incidence prévues des travaux de maintenance planifiés, y compris les travaux de maintenance planifiés à la raffinerie de Commerce City, à Firebag, à l'usine de base du secteur Sables pétrolières et à Syncrude, qui doivent débiter au premier trimestre de 2026;
- les avantages attendus des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, ainsi que des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques;
- l'attente de Suncor selon laquelle la conception et la construction in situ de nouvelles plateformes de forage permettront de maintenir les niveaux de production actuels;
- les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2026, de l'ordre de 5,6 G\$ à 5,8 G\$, notamment l'avis de la direction de Suncor selon lequel elle disposera de sources de financement suffisantes pour financer ces dépenses et combler ses besoins de fonds de roulement au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à court terme de son portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement et des liquidités compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs va l'aider à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- les énoncés concernant le programme d'offre publique de rachat de la Société, notamment l'attente selon laquelle la Société présentera une demande de renouvellement de ce programme à la suite de l'expiration de l'offre publique de rachat actuellement en vigueur, ainsi que sa conviction que, selon le cours de négociation de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente un investissement intéressant et est dans son intérêt et celui de ses actionnaires, et l'attente selon laquelle sa décision d'affecter des liquidités au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie à long terme;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon significative de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs. Le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment. Les résultats financiers et le rendement d'exploitation des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolières, E&P et R&C, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolières de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolières de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre sa capacité à distribuer ses produits sur le marché et pourraient la contraindre à reporter ou à abandonner des projets de croissance planifiés advenant le cas où la capacité de transport des pipelines serait insuffisante; la capacité de Suncor à financer les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques et les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance du secteur Sables pétrolières; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les variations des charges d'exploitation, y compris le coût de la main-

d'œuvre, du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; ainsi que la capacité de la Société à mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur R&C sont, entre autres, les suivants : les fluctuations de la demande et de l'offre de produits raffinés, ce qui pourrait avoir une incidence sur les marges de la Société; la concurrence sur le marché, notamment celle venant de nouveaux concurrents potentiels; la capacité de la Société d'exploiter de façon fiable ses installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter ses objectifs de production et de vente; ainsi que les risques et incertitudes susceptibles de perturber les calendriers de construction ou de maintenance planifiés, y compris la disponibilité de la main-d'œuvre et d'autres répercussions de projets concurrents qui comptent sur les mêmes ressources durant la même période.

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt, les taux de change et les tarifs douaniers potentiels (notamment en raison des effets sur l'offre et la demande des actions de l'OPEP+ et/ou des répercussions de conflits armés au Moyen-Orient ainsi que de l'incidence de l'invasion de l'Ukraine par la Russie ou l'incidence des modifications de la politique économique du gouvernement américain); les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas la performance sur le plan de l'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; la capacité de maintenir un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités commerciales et logistiques de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent document, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2024, la notice annuelle de 2024 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedarplus.ca et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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

États consolidés du résultat global

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Produits des activités ordinaires et autres produits				
Produits bruts (note 3)	12 733	13 657	52 377	54 881
Moins les redevances	(691)	(1 126)	(3 469)	(4 192)
Autres produits (pertes) (note 4)	254	(28)	402	445
	12 296	12 503	49 310	51 134
Charges				
Achats de pétrole brut et de produits	4 181	4 796	18 053	19 115
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 518	3 411	13 248	13 059
Frais de transport et de distribution	511	510	1 961	1 842
Charge d'amortissement et d'épuisement	1 813	1 851	6 916	6 954
Prospection	27	10	159	92
Profit à la cession d'actifs	(38)	(12)	(55)	(25)
Charges financières (note 6)	277	847	1 080	1 910
	10 289	11 413	41 362	42 947
Bénéfice avant impôt	2 007	1 090	7 948	8 187
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat				
Exigible	468	414	1 940	2 465
Différé	63	(142)	90	(294)
	531	272	2 030	2 171
Bénéfice net	1 476	818	5 918	6 016
Autres éléments du résultat global				
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :				
Ajustement au titre des écarts de conversion	(55)	210	(202)	153
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :				
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt (note 11)	48	110	596	590
Autres éléments du résultat global	(7)	320	394	743
Total du résultat global	1 469	1 138	6 312	6 759
Par action ordinaire (en dollars) (note 7)				
Bénéfice net – de base et dilué	1,23	0,65	4,85	4,72
Dividendes en trésorerie	0,60	0,57	2,31	2,22

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés de la situation financière

(non audité)

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

Se reporter aux notes annexes.

Tableaux consolidés des flux de trésorerie

(non audité)

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Activités d'exploitation				
Bénéfice net	1 476	818	5 918	6 016
Ajustements au titre des éléments suivants :				
Charge d'amortissement et d'épuisement	1 813	1 851	6 916	6 954
Charges (recouvrement) d'impôt différé	63	(142)	90	(294)
Charge de désactualisation (note 6)	144	148	576	592
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains (note 6)	(114)	514	(403)	714
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(146)	(59)	(106)	(122)
Profit à la cession d'actifs	(38)	(12)	(55)	(25)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme (note 6)	—	144	—	170
Rémunération fondée sur des actions	124	154	8	(57)
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(152)	(139)	(505)	(488)
Autres	48	216	344	386
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	703	1 590	(2)	2 114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	5 083	12 781	15 960
Activités d'investissement				
Dépenses en immobilisations	(1 519)	(1 570)	(5 856)	(6 483)
Produit de la cession d'actifs	48	15	66	51
Autres placements	(14)	(27)	(29)	(52)
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	(1)	(96)	(203)	12
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement	(1 486)	(1 678)	(6 022)	(6 472)
Activités de financement				
Diminution nette de la dette à court terme	—	—	—	(503)
Remboursement sur la dette à long terme	(1 000)	(1 245)	(1 000)	(1 566)
Émission de titres de créance à long terme (note 6)	996	—	996	—
Paiements au titre des obligations locatives	(172)	(143)	(690)	(471)
Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions	29	41	181	385
Rachat d'actions ordinaires ¹⁾ (note 8)	(831)	(1 000)	(3 129)	(2 908)
Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle	(5)	(4)	(17)	(16)
Dividendes versés sur les actions ordinaires	(719)	(713)	(2 809)	(2 803)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement	(1 702)	(3 064)	(6 468)	(7 882)
Augmentation de la trésorerie et équivalents de trésorerie	733	341	291	1 606
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie	(27)	138	(125)	149
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à l'ouverture de la période	2 944	3 005	3 484	1 729
Trésorerie et équivalents de trésorerie, à la clôture de la période	3 650	3 484	3 650	3 484
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie				
Intérêts payés	299	329	898	914
Impôt sur le résultat payé	291	229	1 727	1 751

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

Se reporter aux notes annexes.

États consolidés des variations des capitaux propres

(non audité)

(en millions de dollars)	Capital actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
Au 31 décembre 2023	21 661	569	1 048	20 001	43 279	1 290 100
Bénéfice net	—	—	—	6 016	6 016	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	153	—	153	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 186 \$	—	—	—	590	590	—
Total du résultat global	—	—	153	6 606	6 759	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	447	(62)	—	—	385	9 796
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation ¹⁾ (note 8)	(943)	—	—	(2 013)	(2 956)	(55 564)
Variation du passif au titre des engagements de rachat d'actions	(44)	—	—	(119)	(163)	—
Rémunération fondée sur des actions	—	13	—	—	13	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 803)	(2 803)	—
Au 31 décembre 2024	21 121	520	1 201	21 672	44 514	1 244 332
Bénéfice net	—	—	—	5 918	5 918	—
Ajustement au titre des écarts de conversion	—	—	(202)	—	(202)	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 187 \$ (note 11)	—	—	—	596	596	—
Total du résultat global	—	—	(202)	6 514	6 312	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions	212	(31)	—	—	181	4 510
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation ¹⁾ (note 8)	(945)	—	—	(2 136)	(3 081)	(55 322)
Variation du passif au titre des engagements de rachat d'actions (note 8)	14	—	—	(20)	(6)	—
Rémunération fondée sur des actions (note 5)	—	13	—	—	13	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	(2 809)	(2 809)	—
Au 31 décembre 2025	20 402	502	999	23 221	45 124	1 193 520

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

Se reporter aux notes annexes.

Notes annexes

(non audité)

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

Suncor Énergie est la plus importante société énergétique intégrée du Canada. Les activités de Suncor sont reliées notamment au développement, à la production et à la valorisation des sables pétrolifères; à la production pétrolière extracôtière; au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis; et aux réseaux de distribution des ventes au détail et des ventes en gros Petro-Canada^{MC} de l'entreprise (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau de bornes de recharge rapide pour VÉ d'un océan à l'autre). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir plus sobre en carbone en investissant dans la production d'électricité à plus faible intensité d'émissions, le carburant créé à partir de matières premières renouvelables et les projets ciblant l'intensité des émissions. Suncor mène également des activités de commerce de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et de l'électricité. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York.

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

2. Base d'établissement

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés intermédiaires résumés sont fondés sur les Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board (les « Normes IFRS de comptabilité ») et ont été établis conformément à la Norme comptable internationale 34, *Information financière intermédiaire*. Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

Les présents états financiers consolidés sont présentés en dollars canadiens, monnaie fonctionnelle de la Société.

d) Recours à des estimations, à des hypothèses et à des jugements

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2024.

Le gouvernement des États-Unis a continué de mettre en œuvre ou de proposer des droits de douane sur divers produits canadiens. La Société surveille de près les développements à cet égard et continuera d'évaluer l'incidence de ces droits de douane et de ces mesures au fil de l'évolution de la situation. À ce jour, les modifications des droits de douane mises en œuvre et proposées n'ont pas eu d'incidence significative sur les coûts des intrants de la Société. L'incidence des droits de douane futurs potentiels sur les résultats financiers de la Société est hautement incertaine, de sorte qu'elle ne peut être quantifiée pour le moment.

e) Impôt sur le résultat

La Société comptabilise l'incidence des changements de taux d'impôt dans le résultat de la période au cours de laquelle les taux révisés applicables sont adoptés ou quasi adoptés.

3. Information sectorielle

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

Les ventes intersectorielles de pétrole brut sont comptabilisées aux valeurs de marché et portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024	2025	2024
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	4 680	5 478	450	642	7 603	7 537	—	—	12 733	13 657
Produits intersectoriels	2 013	2 183	—	—	45	10	(2 058)	(2 193)	—	—
Moins les redevances	(620)	(939)	(71)	(187)	—	—	—	—	(691)	(1 126)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 073	6 722	379	455	7 648	7 547	(2 058)	(2 193)	12 042	12 531
Autres produits (pertes)	77	34	11	1	25	58	141	(121)	254	(28)
	6 150	6 756	390	456	7 673	7 605	(1 917)	(2 314)	12 296	12 503
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	630	748	—	—	5 657	6 123	(2 106)	(2 075)	4 181	4 796
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 548	2 445	127	124	650	653	193	189	3 518	3 411
Frais de transport et de distribution	326	350	28	26	166	142	(9)	(8)	511	510
Charge d'amortissement et d'épuisement	1 339	1 390	150	162	290	269	34	30	1 813	1 851
Prospection	27	9	—	1	—	—	—	—	27	10
(Profit) perte à la cession d'actifs	(36)	(6)	—	—	(3)	(5)	1	(1)	(38)	(12)
Charges financières	196	195	24	18	18	13	39	621	277	847
	5 030	5 131	329	331	6 778	7 195	(1 848)	(1 244)	10 289	11 413
Bénéfice (perte) avant impôt	1 120	1 625	61	125	895	410	(69)	(1 070)	2 007	1 090
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat										
Exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	468	414
Différé	—	—	—	—	—	—	—	—	63	(142)
	—	—	—	—	—	—	—	—	531	272
Bénéfice net	—	—	—	—	—	—	—	—	1 476	818
Dépenses en immobilisations	1 013	941	177	255	316	352	13	22	1 519	1 570

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

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

La Société tire des produits des principales catégories de marchandises suivantes :

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2025			2024		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	4 521	—	4 521	4 979	—	4 979
Bitume	2 172	—	2 172	2 682	—	2 682
	6 693	—	6 693	7 661	—	7 661
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	415	35	450	363	279	642
	415	35	450	363	279	642
Raffinage et commercialisation						
Essence	3 222	—	3 222	3 203	—	3 203
Distillat	3 788	—	3 788	3 681	—	3 681
Autres	638	—	638	663	—	663
	7 648	—	7 648	7 547	—	7 547
Siège social et éliminations						
	(2 058)	—	(2 058)	(2 193)	—	(2 193)
Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	12 698	35	12 733	13 378	279	13 657

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

4. Autres produits (pertes)

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Activités de gestion des risques et de négociation de l'énergie	45	29	84	236
Produit financier et produits d'intérêts ¹⁾	145	(111)	192	107
Produit d'assurance et autres ²⁾	64	54	126	102
	254	(28)	402	445

- 1) Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2025 comprend le renversement d'une provision de 66 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social. L'exercice clos le 31 décembre 2025 comprend une réduction de valeur de 95 millions de dollars sur un placement en titres de capitaux propres, dans le secteur Siège social, et une réduction de valeur de 41 millions de dollars sur un placement en titres de capitaux propres, dans le secteur Raffinage et commercialisation. Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024 comprennent une réduction de valeur de 212 M\$ sur un placement en titres de capitaux propres dans le secteur Siège social.
- 2) Le trimestre et l'exercice clos le 31 décembre 2024 comprennent des produits d'assurance de 46 M\$ et de 84 M\$, respectivement, au titre des dommages causés par les conditions météorologiques extrêmes à la raffinerie de Commerce City de la Société, dans le secteur Raffinage et commercialisation.

5. Rémunération fondée sur des actions

Le tableau ci-dessous résume le montant de la charge de rémunération fondée sur des actions comptabilisé pour tous les régimes au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	3	3	13	13
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	122	144	460	497
	125	147	473	510

6. Charges financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Intérêts sur la dette	166	168	628	684
Intérêts sur les obligations locatives	64	67	268	256
Intérêts incorporés à l'actif	(36)	(72)	(198)	(317)
Charges d'intérêts	194	163	698	623
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	11	11	45	47
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	(1)	7	(3)	24
Charge de désactualisation	144	148	576	592
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains et les contrats de location	(114)	514	(403)	714
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	43	(140)	167	(260)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	144	—	170
	277	847	1 080	1 910

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

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

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

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

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

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

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

7. Résultat par action ordinaire

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Bénéfice net	1 476	818	5 918	6 016
(en millions d'actions ordinaires)				
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 200	1 255	1 219	1 274
Titres dilutifs :				
Effet des options sur actions	1	1	1	2
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution	1 201	1 256	1 220	1 276
(en dollars par action ordinaire)				
Bénéfice de base et dilué par action	1,23	0,65	4,85	4,72

8. Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Programmes de rachat d'actions

(en milliers d'actions ordinaires)	Date de début	Expiration	Nombre maximal d'actions aux fins de rachat	Nombre maximal d'actions aux fins de rachat (en %)	Nombre d'actions rachetées
Offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2023	17 février 2023	16 février 2024	132 900	10	47 107
Offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2024	26 février 2024	25 février 2025	128 700	10	61 066
Offre publique de rachat dans le cours normal des activités de 2025	3 mars 2025	2 mars 2026	123 800	10	46 372

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 31 décembre		Exercices clos les 31 décembre	
	2025	2024	2025	2024
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)				
Actions rachetées	13 129	18 521	55 322	55 564
Montants imputés aux postes suivants :				
Capital-actions	225	315	945	943
Résultats non distribués	550	685	2 080	1 965
Coût des rachats d'actions avant l'impôt	775	1 000	3 025	2 908
Résultats non distribués – impôt à payer sur le rachat d'actions	15	19	56	48
Coût des rachats d'actions	790	1 019	3 081	2 956

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

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

9. Instruments financiers

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion de l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change.

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non désignés sont les suivantes :

(en millions de dollars)	Total
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2024	82
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour la période	161
Contrats réalisés au cours de la période – (profit)	(50)
Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2025	193

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui sont représentatifs des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.
- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données d'entrée non observables sont négligeables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 décembre 2025, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

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

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers dérivés de la Société évalués à la juste valeur au 31 décembre 2025, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Total de la juste valeur
Créances	212	55	—	267
Dettes fournisseurs	(38)	(36)	—	(74)
	174	19	—	193

Au cours du quatrième trimestre de 2025, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

Instruments financiers non dérivés

Au 31 décembre 2025, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 10,0 G\$ (10,3 G\$ au 31 décembre 2024) et sa juste valeur, à 9,8 G\$ (10,1 G\$ au 31 décembre 2024). La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix de marché.

10. Provisions

La provision de Suncor pour démantèlement et remise en état des lieux a augmenté de 350 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2025. L'augmentation tient essentiellement à l'accroissement des coûts de démantèlement estimés, contrebalancée en partie par la hausse du taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit, qui est passé à 5,0 % (4,80 % au 31 décembre 2024).

11. Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2025, le gain actuariel des régimes de retraite du personnel s'est élevé à 596 M\$ (déduction faite de l'impôt de 187 M\$), en raison principalement de la performance des actifs et d'une augmentation du taux d'actualisation, lequel est passé à 4,90% (4,60 % au 31 décembre 2024).

Données financières et d'exploitation complémentaires

sommaire trimestriel des résultats financiers

(non audité)

(en millions de dollars, sauf les montants par action)	31 déc.	Trimestres clos les				31 déc.	Exercices clos les	
	2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	2024	2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Produits bruts	12 733	13 565	12 749	13 330	13 657		52 377	54 881
Moins les redevances	(691)	(1 013)	(758)	(1 007)	(1 126)		(3 469)	(4 192)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	12 042	12 552	11 991	12 323	12 531		48 908	50 689
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat								
Sables pétroliers	1 120	1 638	844	1 675	1 625		5 277	6 607
Exploration et production	61	142	165	158	125		526	867
Raffinage et commercialisation	895	878	377	672	410		2 822	2 596
Siège social et éliminations	(69)	(441)	48	(215)	(1 070)		(677)	(1 883)
Charge d'impôt sur le résultat	(531)	(598)	(300)	(601)	(272)		(2 030)	(2 171)
Bénéfice net	1 476	1 619	1 134	1 689	818		5 918	6 016
Résultat d'exploitation ajusté^{A)}								
Sables pétroliers	1 129	1 627	926	1 620	1 609		5 302	6 505
Exploration et production	61	142	165	158	125		526	867
Raffinage et commercialisation	893	894	404	667	410		2 858	2 600
Siège social et éliminations	(249)	(255)	(318)	(229)	(200)		(1 051)	(813)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(509)	(614)	(304)	(587)	(378)		(2 014)	(2 275)
Total	1 325	1 794	873	1 629	1 566		5 621	6 884
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés^{A)}								
Sables pétroliers	2 406	2 900	2 399	2 810	3 126		10 515	11 842
Exploration et production	214	279	372	330	274		1 195	1 610
Raffinage et commercialisation	1 174	1 216	615	902	638		3 907	3 538
Siège social et éliminations	(108)	(152)	(285)	(349)	(131)		(894)	(679)
Charge d'impôt exigible	(468)	(412)	(412)	(648)	(414)		(1 940)	(2 465)
Total	3 218	3 831	2 689	3 045	3 493		12 783	13 846
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	703	(46)	230	(889)	1 590		(2)	2 114
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	3 921	3 785	2 919	2 156	5 083		12 781	15 960
Flux de trésorerie disponibles (déficitaires)^{A)}								
Sables pétroliers	1 393	1 902	1 290	2 061	2 185		6 646	7 502
Exploration et production	37	97	143	121	19		398	703
Raffinage et commercialisation	858	926	253	722	286		2 759	2 348
Siège social et éliminations	(121)	(166)	(293)	(356)	(153)		(936)	(725)
Charge d'impôt exigible	(468)	(412)	(412)	(648)	(414)		(1 940)	(2 465)
Total	1 699	2 347	981	1 900	1 923		6 927	7 363
Par action ordinaire								
Bénéfice net – de base	1,23	1,34	0,93	1,36	0,65		4,85	4,72
Bénéfice net – dilué	1,23	1,34	0,93	1,36	0,65		4,85	4,72
Résultat d'exploitation ajusté ^{A),B)}	1,10	1,48	0,71	1,31	1,25		4,61	5,40
Dividendes en trésorerie ^{B)}	0,60	0,57	0,57	0,57	0,57		2,31	2,22
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{A),B)}	2,68	3,16	2,20	2,46	2,78		10,49	10,87
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ^{B)}	3,27	3,13	2,38	1,74	4,05		10,48	12,53
Flux de trésorerie disponibles ^{A),B)}	1,42	1,94	0,80	1,53	1,53		5,68	5,78
Distributions aux actionnaires								
Dividendes versés sur les actions ordinaires	719	688	697	705	713		2 809	2 803
Rachat d'actions ordinaires ^{C)}	775	750	750	750	1 000		3 025	2 908
Total des distributions aux actionnaires	1 494	1 438	1 447	1 455	1 713		5 834	5 711
Dépenses en immobilisations (y compris les intérêts incorporés à l'actif)								
Sables pétroliers	1 013	998	1 109	749	941		3 869	4 340
Exploration et production	177	182	229	209	255		797	907
Raffinage et commercialisation	316	290	362	180	352		1 148	1 190
Siège social et éliminations	13	14	8	7	22		42	46
Total des dépenses en immobilisations	1 519	1 484	1 708	1 145	1 570		5 856	6 483

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

B) Comprend les montants de base par action.

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

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

Données financières et d'exploitation complémentaires

sommaire trimestriel des résultats financiers (suite)

(non audité)

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

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation

(non audité)

	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Trimestres clos les							
Exercices clos les							
Sables pétrolifères							
Volumes de production (kb/j)							
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères	992,7	958,3	860,8	937,3	951,5	937,5	907,0
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères							
Activités du secteur Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique, diesel et autres produits	361,9	370,6	280,6	361,3	357,6	343,7	345,8
Activités du secteur Sables pétrolifères – Bitume	165,2	150,4	162,8	165,3	180,9	160,9	141,8
Syncrude – pétrole brut synthétique, diesel et bitume	225,0	200,7	196,5	206,0	214,9	207,1	199,5
Fort Hills – bitume	178,2	184,1	162,9	176,4	161,7	175,4	168,0
Transferts entre actifs et consommation	(84,9)	(93,6)	(54,4)	(118,1)	(97,6)	(87,7)	(81,3)
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	845,4	812,2	748,4	790,9	817,5	799,4	773,8
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel							
Activités du secteur Sables pétrolifères	361,9	370,6	280,6	361,3	357,6	343,7	345,8
Syncrude	224,9	200,6	187,4	206,0	214,9	204,8	198,4
Transferts entre actifs et consommation	(29,8)	(27,1)	(29,8)	(30,7)	(28,9)	(29,4)	(28,1)
Total du secteur Sables pétrolifères – produits valorisés – production de pétrole brut synthétique et de diesel	557,0	544,1	438,2	536,6	543,6	519,1	516,1
Sables pétrolifères – bitume non valorisé							
Activités du secteur Sables pétrolifères	165,2	150,4	162,8	165,3	180,9	160,9	141,8
Fort Hills	178,2	184,1	162,9	176,4	161,7	175,4	168,0
Syncrude	0,1	0,1	9,1	—	—	2,3	1,1
Transferts entre actifs	(55,1)	(66,5)	(24,6)	(87,4)	(68,7)	(58,3)	(53,2)
Total du secteur Sables pétrolifères – production de bitume non valorisé	288,4	268,1	310,2	254,3	273,9	280,3	257,7
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères destinés au marché							
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	557,0	544,1	438,2	536,6	543,6	519,1	516,1
Bitume non valorisé	288,4	268,1	310,2	254,3	273,9	280,3	257,7
Total des volumes de production du secteur Sables pétrolifères	845,4	812,2	748,4	790,9	817,5	799,4	773,8
Volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères (kb/j)							
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	570,3	541,9	440,2	528,5	538,3	520,4	513,2
Bitume non valorisé	283,7	277,9	307,6	244,9	282,3	278,6	260,8
Total des volumes de ventes du secteur Sables pétrolifères	854,0	819,8	747,8	773,4	820,6	799,0	774,0
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^(1),A) (en millions de dollars)							
Charges décaissées	1 119	1 142	1 024	1 194	1 235	4 479	4 510
Gaz naturel	137	51	102	123	80	413	288
	1 256	1 193	1 126	1 317	1 315	4 892	4 798
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères^(1),A) (\$/b)*							
Charges décaissées	23,05	23,80	25,45	25,20	24,95	24,30	25,30
Gaz naturel	2,85	1,05	2,50	2,60	1,60	2,25	1,60
	25,90	24,85	27,95	27,80	26,55	26,55	26,90
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^(1),A) (en millions de dollars)							
Charges décaissées	494	511	528	514	493	2 047	1 952
Gaz naturel	24	9	16	24	17	73	64
	518	520	544	538	510	2 120	2 016
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^(1),A) (\$/b)*							
Charges décaissées	30,10	30,10	35,65	32,35	33,15	31,95	31,75
Gaz naturel	1,50	0,55	1,10	1,50	1,10	1,15	1,05
	31,60	30,65	36,75	33,85	34,25	33,10	32,80
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^(1),A) (en millions de dollars)							
Charges décaissées	624	576	636	654	637	2 490	2 515
Gaz naturel	19	5	16	16	12	56	50
	643	581	652	670	649	2 546	2 565
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^(1),A) (\$/b)*							
Charges décaissées	30,15	31,15	35,60	35,25	32,20	32,95	34,45
Gaz naturel	0,90	0,30	0,90	0,85	0,60	0,75	0,70
	31,05	31,45	36,50	36,10	32,80	33,70	35,15

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

Exploration et production	31 déc.	Trimestres clos les			31 déc.	Exercices clos les	
	2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	2024	31 déc. 2025	31 déc. 2024
Volumes de production							
E&P Canada (kb/j)	62,5	55,6	56,4	55,6	50,3	57,5	49,7
E&P International (kb/j)	1,1	2,2	3,3	6,7	7,2	3,3	4,1
Total des volumes de production (kb/j)	63,6	57,8	59,7	62,3	57,5	60,8	53,8
Total des volumes de ventes (kb/j)							
	51,5	67,4	65,0	55,0	44,8	59,8	56,2
Revenus d'exploitation nets^{A),B)}							
E&P Canada (\$/b)							
Prix moyen obtenu	89,18	98,04	97,05	108,18	104,85	97,93	111,61
Redevances	(11,45)	(16,90)	(17,50)	(19,85)	(19,45)	(16,46)	(14,50)
Frais de transport et de distribution	(5,86)	(5,15)	(5,45)	(4,36)	(6,59)	(5,23)	(4,23)
Charges d'exploitation	(16,74)	(18,64)	(17,90)	(20,24)	(25,29)	(18,35)	(22,06)
Revenus d'exploitation nets	55,13	57,35	56,20	63,73	53,52	57,89	70,82

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

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

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

Sommaire trimestriel des résultats d'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

B) La marge réalisée de raffinage et commercialisation pour le deuxième trimestre de 2025 et l'exercice clos le 31 décembre 2025 se serait établie à 96 % et à 97 %, respectivement, après ajustement pour le règlement ponctuel de frais liés à la conformité aux émissions.

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation

(non audité)

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

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

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

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

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

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

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

Trimestre clos le	Bitume non valorisé	31 décembre 2024 Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 682	4 979	7 661
Autres produits	30	4	34
Achats de pétrole brut et de produits	(695)	(53)	(748)
Ajustement lié au montant brut réalisé ²⁾	(32)	(48)	
Montant brut réalisé	1 985	4 882	
Redevances	(315)	(624)	(939)
Frais de transport et de distribution	(187)	(163)	(350)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(551)	(1 894)	(2 445)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	41	144	
Charges d'exploitation nettes	(510)	(1 750)	
Revenus d'exploitation nets	973	2 345	
Volumes de ventes (kb)	25 973	49 519	
Revenus d'exploitation nets par baril	37,46	47,39	

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

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

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

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

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

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

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

Trimestres clos les	31 décembre 2025			30 septembre 2025		
	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	415	35	450	588	77	665
Redevances	(53)	(18)	(71)	(101)	(32)	(133)
Frais de transport et de distribution	(26)	(2)	(28)	(30)	(2)	(32)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(91)	(36)	(127)	(115)	(34)	(149)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	13			3		
Revenus d'exploitation nets	258			345		
Volumes de ventes (kb)	4 642			5 998		
Revenus d'exploitation nets par baril	55,13			57,35		

Trimestres clos les	30 juin 2025			31 mars 2025		
	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	545	120	665	470	259	729
Redevances	(98)	(64)	(162)	(86)	(106)	(192)
Frais de transport et de distribution	(32)	(4)	(36)	(19)	(3)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(105)	(20)	(125)	(95)	(25)	(120)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	5			7		
Revenus d'exploitation nets	315			277		
Volumes de ventes (kb)	5 619			4 344		
Revenus d'exploitation nets par baril	56,20			63,73		

Trimestre clos le	31 décembre 2024		
	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	363	279	642
Redevances	(67)	(120)	(187)
Frais de transport et de distribution	(23)	(3)	(26)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(96)	(28)	(124)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	9		
Revenus d'exploitation nets	186		
Volumes de ventes (kb)	3 464		
Revenus d'exploitation nets par baril	53,52		

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

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

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

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

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

Exercices clos les	31 décembre 2025			31 décembre 2024		
	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P	E&P Canada	Autres ^{4),5)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation	2 018	491	2 509	2 127	671	2 798
Redevances	(338)	(220)	(558)	(276)	(271)	(547)
Frais de transport et de distribution	(107)	(11)	(118)	(81)	(8)	(89)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(406)	(115)	(521)	(454)	(70)	(524)
Coûts non liés à la production ⁶⁾	28			33		
Revenus d'exploitation nets	1 195			1 349		
Volumes de ventes (kb)	20 603			19 095		
Revenus d'exploitation nets par baril	57,89			70,82		

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

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

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation	31 déc.	Trimestres clos les				31 déc.	Exercices clos les
	2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025	31 déc. 2024	2025	31 déc. 2024
Produits d'exploitation	7 648	8 085	7 310	7 628	7 547	30 671	31 341
Achats de pétrole brut et de produits	(5 657)	(6 208)	(5 969)	(5 922)	(6 123)	(23 756)	(24 915)
	1 991	1 877	1 341	1 706	1 424	6 915	6 426
Autres produits (pertes)	25	25	18	(12)	58	56	255
Marges non liées au raffinage et à la commercialisation ⁷⁾	(15)	14	14	(13)	(56)	—	(112)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	2 001	1 916	1 373	1 681	1 426	6 971	6 569
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	49 091	48 326	42 282	45 798	47 519	185 497	180 356
Marges brutes de raffinage et de commercialisation –PEPS (\$/b) ^{A)}	40,75	39,65	32,45	36,70	30,00	37,60	36,40
PEPS et ajustement au titre des activités de gestion du risque	215	(5)	82	60	29	352	107
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A),B)}	2 216	1 911	1 455	1 741	1 455	7 323	6 676
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A),B),C)}	45,15	39,55	34,40	38,00	30,60	39,50	37,00

Marge brute liée aux activités de vente

Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{A)}	2 001	1 916	1 373	1 681	1 426	6 971	6 569
Marges brutes de raffinage et d'approvisionnement	(1 597)	(1 653)	(1 022)	(1 331)	(1 014)	(5 603)	(5 119)
Marge liée aux activités de ventes ^{A),9)}	404	263	351	350	412	1 368	1 450
Volumes de ventes (ML)	5 883	6 040	5 724	5 419	5 609	23 066	22 264
Marge brute liée aux activités de vente (c/l) ^{A)}	6,85	4,35	6,15	6,45	7,35	5,95	6,50

Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage et des charges d'exploitation liées aux activités de vente

Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	650	602	578	609	653	2 439	2 466
Moins les charges d'exploitation liées aux activités de vente ^{A),10)}	184	160	161	171	195	676	720
Moins les autres charges d'exploitation ¹¹⁾	144	153	128	130	147	555	557
Charges d'exploitation de raffinage ^{A)}	322	289	289	308	311	1 208	1 189
Production des raffineries (kb) ⁸⁾	49 091	48 326	42 282	45 798	47 519	185 497	180 356
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)}	6,55	6,00	6,85	6,75	6,55	6,50	6,60
Volumes de ventes (ML)	5 883	6 040	5 724	5 419	5 609	23 066	22 264
Charges d'exploitation liées aux activités de vente (c/l) ^{A)}	3,10	2,65	2,80	3,15	3,45	2,95	3,25

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

B) Les marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS excluent l'incidence des activités de gestion des risques.

C) L'indice 5-2-2-1 de Suncor est la mesure la plus comparable aux marges de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société présentées selon la méthode DEPS.

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

Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor^{A),12)}

(\$ US/b, sauf indication contraire)

(moyenne pour les trimestres et les exercices clos les)	Trimestres clos les				31 déc. 2024	Exercices clos les	
	31 déc. 2025	30 sept. 2025	30 juin 2025	31 mars 2025		31 déc. 2025	31 déc. 2024
Pétrole brut WTI à Cushing	59,15	64,95	63,70	71,40	70,30	64,75	75,70
Pétrole brut SYN à Edmonton	57,85	66,30	64,70	69,05	71,15	64,45	75,10
WCS à Hardisty	47,95	54,55	53,50	58,75	57,75	53,65	61,00
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	29,90	29,95	25,90	21,05	18,80	26,75	22,90
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{B)}	21,50	26,40	22,05	14,65	13,85	21,15	17,95

Valeur du produit

Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{C)}	40 %	35,60	37,95	35,85	37,00	35,65	36,60	39,45
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{D)}	40 %	32,25	36,55	34,30	34,40	33,65	34,35	37,45
WTI	20 %	11,85	13,00	12,75	14,30	14,05	12,95	15,15
Facteur saisonnier		6,50	5,00	5,00	6,50	6,50	5,75	5,75
		86,20	92,50	87,90	92,20	89,85	89,65	97,80

Valeur du pétrole brut

SYN	40 %	23,15	26,50	25,90	27,60	28,45	25,80	30,05
WCS	40 %	19,20	21,80	21,40	23,50	23,10	21,45	24,40
WTI	20 %	11,85	13,00	12,75	14,30	14,05	12,95	15,15
		54,20	61,30	60,05	65,40	65,60	60,20	69,60
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor		32,00	31,20	27,85	26,80	24,25	29,45	28,20
Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b)^{A)}		44,65	42,95	38,55	38,45	33,95	41,15	38,65

A) L'indice 5-2-2-1 de Suncor est la mesure la plus comparable aux marges de raffinage et de commercialisation obtenues par la Société présentées selon la méthode DEPS.

B) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel.

C) La valeur des produits des marges de craquage 2-1-1 au port de New York représente la somme des valeurs des marges de craquage 2-1-1 au port de New York et du WTI, multipliée par 40 % et arrondie au cinq sous près.

D) La valeur des produits des marges de craquage 2-1-1 à Chicago représente la somme des valeurs des marges de craquage 2-1-1 à Chicago et du WTI, multipliée par 40 % et arrondie au cinq sous près.

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

Information relative au sommaire des résultats d'exploitation

Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières

Certaines mesures financières contenues dans la rubrique Données financières et d'exploitation complémentaires, à savoir le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, les mesures contenues dans le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, la marge brute liée aux activités de vente, les charges d'exploitation de raffinage, les charges d'exploitation liées aux activités de vente, de même que la marge réalisée de raffinage et de commercialisation et les revenus d'exploitation nets, ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR »). Suncor utilise ces informations pour analyser la performance des activités, le niveau d'endettement et la liquidité et les présente car les investisseurs pourraient les trouver utiles pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

Le résultat d'exploitation ajusté, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » des rapports aux actionnaires pour chaque trimestre (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles et les mesures contenues dans le RCI sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR dans la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » de chacun des rapports trimestriels. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation, la marge réalisée de raffinage et de commercialisation, la marge brute liée aux activités de vente, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation liées aux activités de vente sont définies à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » de chacun des rapports trimestriels, le cas échéant. Les revenus d'exploitation nets sont définis ci-dessous et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures établies conformément aux PCGR à la rubrique « Rapprochement des données trimestrielles sur l'exploitation » de chacun des rapports trimestriels. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le présent rapport trimestriel.

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères

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

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

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

Définitions

- 1) Les charges d'exploitation décaissées sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction des coûts non liés à la production et des coûts liés à la capacité énergétique excédentaire. Les principaux coûts non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les frais de démarrage de projets et les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production par rapport au coût d'achat. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production. La capacité énergétique excédentaire s'entend des produits liés à l'énergie excédentaire provenant des unités de cogénération qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte aussi notamment des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers traitant. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.
- 2) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et qui proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 3) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et vendue qui sont comptabilisés dans les produits d'exploitation.
- 4) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.
- 5) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable dans le présent document. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe, ce qui est requis aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. Sur la base de la participation directe, les produits comprennent un montant majoré et des montants compensatoires sont présentés dans les redevances pour le secteur E&P. La charge d'impôt sur le résultat est comptabilisée de manière consolidée.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.
- 7) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle.
- 8) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 9) Les produits d'exploitation liés aux activités de vente, les autres produits moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 10) Les charges d'exploitation liées aux activités de vente reflètent les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de vente au détail et en gros.
- 11) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'éthanol et certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.
- 12) Afin de refléter les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique qui se rapproche de la marge brute réalisée sur cinq barils de pétrole brut de différentes qualités, lesquels sont raffinés pour produire deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte tenu des activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente de la Société, mais compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit est tributaire de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier constitue une estimation et rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur brute est influencée par les cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Notes explicatives

- * Les lecteurs sont avisés que les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude peuvent ne pas être totalement comparables entre elles et aux mesures semblables calculées par d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les entités et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

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

Conversion au système métrique

1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



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