

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta (Canada). Les activités de Suncor sont reliées à la mise en valeur, à la production et la valorisation des sables pétrolifères, à la production pétrolière et gazière extracôtière, au raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis, et à son réseau de distribution des ventes au détail et en gros Petro-Canada^{MC} (comprenant la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques). Suncor exploite des ressources pétrolières tout en faisant progresser la transition vers un avenir sobre en carbone en misant sur les énergies et les carburants renouvelables et l'hydrogène. Elle exerce également des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité. Suncor s'est distinguée pour sa performance et la transparence de ses informations sur l'indice de durabilité Dow Jones, l'indice FTSE4Good et l'indice du CDP. La Société a également intégré l'indice boursier UN Global Compact 100 (Pacte mondial des Nations Unies). Les actions ordinaires de Suncor sont cotées à la Bourse de Toronto (la « TSX ») et à la Bourse de New York (la « NYSE ») sous le symbole SU.

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, daté du 23 février 2022 (le « rapport de gestion annuel de 2021 »).

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et à son rapport de gestion annuel de 2021.

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 23 février 2022 (la « notice annuelle de 2021 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, 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 rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

Suncor Énergie Inc. possède de nombreuses filiales, coentreprises et partenariats directs et indirects (collectivement, les sociétés affiliées), qui détiennent et exploitent des actifs et qui exercent des activités dans différents territoires. Les termes « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou la « Société » sont employés dans le présent rapport de gestion dans le seul but d'alléger le texte et indiquent uniquement l'existence d'une affiliation entre ces entités et Suncor Énergie Inc., sans nécessairement préciser la nature de cette affiliation. L'emploi de ces termes dans un énoncé des présentes ne signifie pas que cet énoncé s'applique à Suncor Énergie Inc. ou à une société affiliée en particulier, pas plus qu'il n'annule le caractère distinct de chacune de ces sociétés affiliées. Pour plus de transparence, Suncor Énergie Inc. n'exploite pas ni ne détient directement d'actifs aux États-Unis.

Table des matières

1. Mises en garde	8
2. Faits saillants du troisième trimestre	10
3. Information financière consolidée	12
4. Résultats sectoriels et analyse	19
5. Impôt sur le résultat	33
6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	34
7. Situation financière et situation de trésorerie	36
8. Données financières trimestrielles	40
9. Autres éléments	42
10. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières	43
11. Abréviations courantes	53
12. Énoncés prospectifs	54

1. Mises en garde

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada, plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34, *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »), laquelle s'inscrit dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'IASB.

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

Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Mesures financières hors PCGR et autres mesures financières

Certaines mesures financières contenues dans le présent rapport de gestion, à savoir le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le rendement du capital investi (le « RCI ») et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, 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, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), la dette nette, le total de la dette, la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») ainsi que les montants par action ou par baril connexes ou les données contenant de telles mesures, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation ajusté est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et la méthode d'évaluation des stocks DEPS sont définis à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » ci-après. Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, le RCI, le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles, la dette nette, le total de la dette, les marges brutes de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement, le cas échéant, avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer ces mesures financières hors PCGR de leurs mesures conformes aux PCGR comparables respectives et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition de ces mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.

Facteurs de risque et information prospective

Les activités, les réserves, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits ci-après et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est soumise à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion, dans le rapport de gestion annuel 2021 et dans les autres documents d'information de Suncor déposés auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la SEC, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs ».

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi^3 de gaz naturel, en supposant que six kpi^3 équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi^3 , bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi^3 de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

Pour obtenir une liste des abréviations pouvant être utilisées dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Abréviations courantes ».

2. Faits saillants du troisième trimestre

• Résultats financiers du troisième trimestre

- Le résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)} de Suncor s'est accru pour atteindre 2,565 G\$ (1,88 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison de 1,043 G\$ (0,71 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des prix considérablement plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial pour le trimestre à l'étude, et de l'augmentation de la production en amont. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté a été en partie contrebalancée par la hausse de l'impôt sur le résultat, des redevances et des charges d'exploitation au cours du trimestre à l'étude. L'augmentation des charges d'exploitation est attribuable principalement à une hausse importante des coûts des intrants des marchandises, à la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance et à l'accroissement des coûts découlant de la production accrue du secteur Sables pétrolifères. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également la baisse des cours de référence au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une hausse des cours de référence au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une perte liée à la méthode d'évaluation des stocks du premier entré, premier sorti (« PEPS »), contrebalancée en partie par la réalisation d'un profit intersectoriel au troisième trimestre de 2022, comparativement à un profit lié à la méthode PEPS, atténué par un report du profit intersectoriel au troisième trimestre de 2021.
- La Société a inscrit une perte nette de 609 M\$ (0,45 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison d'un bénéfice net de 877 M\$ (0,59 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette du troisième trimestre de 2022 tient compte d'une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ sur la quote-part de la Société des actifs de Fort Hills, d'une perte de change latente de 723 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisée dans les charges financières, d'un produit d'assurance de 147 M\$ comptabilisé dans les autres produits (pertes) lié aux actifs de la Société en Libye, d'une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de la quote-part de la Société de ses actifs du secteur Exploration et production (« E&P ») situés en Norvège, d'un profit latent de 7 M\$ sur les activités de gestion des risques comptabilisé dans les autres produits (pertes) et d'un recouvrement d'impôt sur le résultat de 857 M\$ lié aux éléments mentionnés ci-dessus. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente de 282 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains comptabilisée dans les charges financières, d'une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 221 M\$ sur la quote-part de la Société des actifs de Terra Nova, d'une perte de 80 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme, d'une perte latente de 22 M\$ sur les activités de gestion des risques comptabilisée dans les autres produits (pertes) et d'une charge d'impôt sur le résultat de 3 M\$ liée aux éléments mentionnés.
- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{1),2)} ont augmenté pour s'établir à 4,473 G\$ (3,28 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 2,641 G\$ (1,79 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus. Suncor a enregistré des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 4,449 G\$ (3,26 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 4,718 G\$ (3,19 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui ont eu une incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent une sortie de trésorerie liée aux soldes du fonds de roulement de la Société au cours du troisième trimestre de 2022, comparativement à une importante entrée de trésorerie au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'entrée de trésorerie du troisième trimestre de l'exercice précédent découlait essentiellement d'une augmentation des dettes fournisseurs et charges à payer et de la réception du remboursement d'impôt fédéral de la Société pour 2020.

- Solides flux de trésorerie pour le secteur Sables pétrolifères malgré d'importants travaux de maintenance planifiés.** Le secteur Sables pétrolifères a généré des fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾ de 3,257 G\$ pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison de 1,745 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production tirée des

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion et au rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ci-après pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation ajusté.

2) À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer ces mesures financières hors PCGR de leurs mesures conformes aux PCGR comparables respectives et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition de ces mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.

3) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société s'est établie à 646 000 b/j au troisième trimestre de 2022, comparativement à 605 100 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La production dégagée pour la période à l'étude reflète la hausse de la production de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères qui a été enregistrée en raison de la diminution du volume de travaux de maintenance planifiés exécutés au cours du trimestre à l'étude, l'accroissement de la production à Fort Hills et l'effet des travaux de révision planifiés à Syncrude.

- **Fiabilité des activités en aval.** Au troisième trimestre de 2022, la fiabilité des activités s'est traduite par un débit de traitement du brut par les raffineries de 466 600 b/j et par un taux d'utilisation de 100 %, contre 460 300 b/j et 99 %, respectivement, pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a tiré parti de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation pour réaliser des ventes de produits raffinés de 577 300 b/j, comparativement à 551 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En conséquence, le secteur Raffinage et commercialisation (« R&M ») a dégagé des fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾ d'environ 1,8 G\$, compte non tenu d'une perte de 585 M\$ découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS³⁾, contre des fonds provenant de l'exploitation ajustés d'environ 1,0 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, compte non tenu d'un profit de 91 M\$ découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS.
- **Redistribution de valeur aux actionnaires.** Au cours du troisième trimestre de 2022, Suncor a continué de mettre en œuvre sa stratégie visant à accroître les rendements pour les actionnaires et a redistribué un montant d'environ 1,7 G\$ aux actionnaires sous forme de rachats d'actions d'environ 1,0 G\$ et de versements de dividendes de 638 M\$, en comparaison d'un montant d'environ 1,0 G\$ sous forme de rachat d'actions de 704 M\$ et de versements de dividendes de 309 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au 31 octobre 2022, la Société avait racheté pour environ 4,6 G\$ de ses actions ordinaires depuis le début de l'exercice, ce qui représente environ 104,7 millions d'actions ordinaires à un cours moyen de 44,01 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 7,3 % de ses actions ordinaires au 31 décembre 2021.
- **Réduction de la dette nette**¹⁾. En appui à son objectif de réduction de la dette et à ses cibles annuelles de répartition du capital, la Société a réduit sa dette nette d'environ 1,8 G\$ au troisième trimestre de 2022, compte non tenu de l'incidence d'une perte de change latente de 723 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.
- **Remboursements importants sur la dette après la clôture du trimestre.** Après la clôture du trimestre, Suncor a lancé une offre de rachat de titres d'emprunt qui lui a permis de rembourser divers billets sous leur valeur nominale d'un montant d'environ 3,6 G\$. Cette réduction structurelle de la dette à long terme a été réalisée au bon moment pour profiter des conditions de marché et témoigne de la confiance que la Société a envers ses activités et de son engagement en matière de réduction de la dette nette.
- **Optimisation du portefeuille de la Société pour générer de la valeur.** Suncor continue d'optimiser et de simplifier son portefeuille conformément à sa stratégie visant à maximiser la valeur par le truchement de ses activités de base. Au troisième trimestre de 2022, la Société a conclu la vente des actifs de son secteur E&P situés en Norvège. Après la clôture du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu un accord visant la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut d'environ 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à clôture, qui devrait être finalisée au cours du premier trimestre de 2023. Le processus de vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni est en cours, et la Société prévoit conclure la vente d'ici 12 mois.
- **Acquisition d'une participation supplémentaire dans le projet Fort Hills.** Après le troisième trimestre de 2022, Suncor a conclu un accord, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation et d'autres conditions de clôture, visant l'acquisition de la participation directe de 21,3 % de Teck Resources Limited (« Teck ») dans Fort Hills Energy L.P. (« Fort Hills ») et des conventions de ventes et conventions logistiques connexes pour une contrepartie de 1,0 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à clôture, ce qui porte la participation directe globale de Suncor et de ses sociétés affiliées à 75,4 %. La transaction est conforme aux objectifs de rendement de Suncor et contribue à la stratégie de la Société visant à optimiser son portefeuille en misant sur ses actifs essentiels. La réalisation de l'acquisition est prévue pour le premier trimestre de 2023.

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

2) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

3) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode d'évaluation des stocks du dernier entré, premier sorti (« DEPS ») est une mesure financière hors PCGR. L'évaluation des stocks selon la méthode PEPS tient compte de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

3. Information financière consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat ¹⁾				
Sables pétrolifères	(1 193)	629	4 008	1 656
Exploration et production	637	590	2 643	1 188
Raffinage et commercialisation	753	848	4 177	2 268
Siège social et éliminations	(676)	(753)	(2 050)	(1 596)
Charge d'impôt sur le résultat	(130)	(437)	(2 442)	(950)
(Perte nette) bénéfice net	(609)	877	6 336	2 566
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}				
Sables pétrolifères	2 195	635	7 323	1 657
Exploration et production	555	369	1 916	967
Raffinage et commercialisation	755	864	4 158	2 275
Siège social et éliminations	47	(391)	(1 121)	(1 436)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	(987)	(434)	(3 142)	(952)
Total	2 565	1 043	9 134	2 511
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ^{1),2)}				
Sables pétrolifères	3 257	1 745	10 902	5 116
Exploration et production	894	521	2 459	1 386
Raffinage et commercialisation	1 174	1 113	4 898	2 962
Siège social et éliminations	100	(352)	(967)	(1 453)
Charge d'impôt sur le résultat exigible	(952)	(386)	(3 380)	(898)
Total	4 473	2 641	13 912	7 113
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(24)	2 077	(2 156)	2 036
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 449	4 718	11 756	9 149
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ^{3),4)}				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	968	821	2 379	2 309
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	368	362	1 182	956
Total	1 336	1 183	3 561	3 265

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Flux de trésorerie disponibles ²⁾	3 094	1 420	10 227	3 742

1) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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

3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 43 M\$ pour le troisième trimestre de 2022 et de 38 M\$ pour le troisième trimestre de 2021.

4) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 38 M\$ au troisième trimestre de 2022 et de 93 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2022.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre 2022		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2022	
Volumes de production				
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	405,1	405,5	467,2	452,8
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	240,9	199,6	190,3	183,9
Exploration et production (kbep/j)	78,1	93,5	79,0	90,9
Total (kbep/j)	724,1	698,6	736,5	727,6
Pétrole brut traité par les raffineries (%)	100	99	92	87
Volumes de production par secteur (kb/j)	466,6	460,3	430,9	404,8

Résultat net

Suncor a inscrit une perte nette consolidée de 609 M\$ pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison d'un bénéfice net de 877 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont entraîné le résultat d'exploitation ajusté dont il est question ci-après.

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

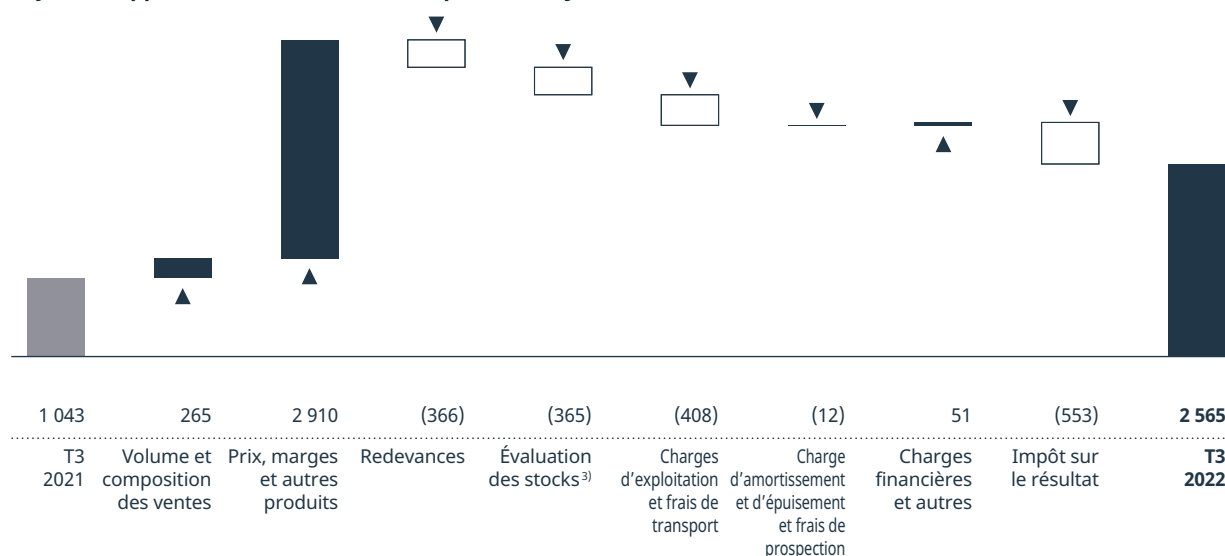
- Au troisième trimestre de 2022, dans le cadre de la conclusion par Suncor d'un accord conditionnel visant l'acquisition de la participation de Teck dans Fort Hills, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills.
- La Société a inscrit dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations une perte de change latente à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 723 M\$ pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison d'une perte de 282 M\$ pour le troisième trimestre de 2021.
- La Société a comptabilisé, dans les autres produits du secteur E&P, un produit d'assurance de 147 M\$ lié à ses actifs situés en Libye.
- La Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de sa quote-part des actifs situés en Norvège.
- La Société a comptabilisé, dans le poste « Autres produits (pertes) », un profit latent sur les activités de gestion des risques de 7 M\$ pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison d'une perte de 22 M\$ pour le troisième trimestre de 2021.
- Pour le troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 221 M\$ à l'égard de sa participation dans les actifs de Terra Nova en raison de l'avancement du projet visant à prolonger sa durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une perte de 80 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme, dans le secteur Siège social.
- Au troisième trimestre de 2022, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt sur le résultat de 857 M\$ lié aux éléments mentionnés plus haut, comparativement à une charge de 3 M\$ pour le troisième trimestre de 2021.

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté ¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2022	30 septembre 2021	2022	30 septembre 2021
(Perte nette) bénéfice net	(609)	877	6 336	2 566
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	723	282	929	(88)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(7)	22	(101)	8
Dépréciation d'actifs (reprise)	3 397	(221)	2 752	(221)
Comptabilisation d'un produit d'assurance	(147)	—	(147)	—
Perte sur cession importante	65	—	65	—
Charge de restructuration	—	—	—	168
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	—	80	—	80
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(857)	3	(700)	(2)
Résultat d'exploitation ajusté ¹⁾	2 565	1 043	9 134	2 511

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

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté (en millions de dollars) ^{1),2)}



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

2) 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.

3) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et aux activités de gestion du risque marchandises présentées dans le secteur R&C, et les modifications au profit intersectoriel éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Le résultat d'exploitation ajusté de Suncor s'est accru pour atteindre 2,565 G\$ (1,88 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 1,043 G\$ (0,71 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des prix considérablement plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial au cours du trimestre à l'étude, et de l'augmentation de la production en amont. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté a été en partie contrebalancée par la hausse de l'impôt sur le résultat, des redevances et des charges d'exploitation au cours du trimestre à l'étude. L'augmentation des charges d'exploitation est attribuable principalement à une hausse importante des coûts des intrants des marchandises, à la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance et à l'accroissement des coûts découlant de la production accrue du secteur Sables pétrolifères. Le résultat d'exploitation ajusté reflète également la baisse des cours de référence au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une hausse des cours de référence au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui a entraîné une perte liée à la méthode PEPS, contrebalancée en partie par la réalisation d'un profit intersectoriel au troisième trimestre de 2022, comparativement à un profit lié à la méthode PEPS, atténué par un report du profit intersectoriel au troisième trimestre de 2021.

Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2022	30 septembre 2021	2022	30 septembre 2021
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 558	2 307	7 239	6 733
Marchandises	520	381	1 555	1 095
Rémunération fondée sur des actions et autres coûts ¹⁾	(3)	80	457	560
Total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	3 075	2 768	9 251	8 388

- 1) Pour le troisième trimestre de 2022, le recouvrement de rémunération fondée sur des actions de 29 M\$ tient compte d'un recouvrement de 7 M\$ comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères, d'un recouvrement de 1 M\$ comptabilisé dans le secteur E&P, d'un recouvrement de 5 M\$ comptabilisé dans le secteur R&C et d'un recouvrement de 16 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Pour le troisième trimestre de 2021, la charge de rémunération fondée sur des actions de 2 M\$ tient compte d'une charge de 2 M\$ comptabilisée dans le secteur Sables pétrolifères, d'un montant de néant comptabilisé dans le secteur E&P, d'une charge de 1 M\$ comptabilisée dans le secteur R&C et d'un recouvrement de 1 M\$ comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations. Le poste « Autres » inclut principalement des coûts non récurrents liés aux investissements dans les initiatives de la Société en matière de transformation numérique.

Le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société s'est élevé à 3,075 G\$ au troisième trimestre de 2022, contre 2,768 G\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation découle principalement d'une hausse considérable du coût des intrants de marchandises, notamment des prix du gaz naturel plus élevés, d'une augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance, ainsi que d'un accroissement des coûts découlant de la production accrue du secteur Sables pétrolifères. L'exposition de la Société à la hausse des coûts du gaz naturel est partiellement contrebalancée par les produits 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.

		Moyenne des trimestres clos les 30 septembre 2022		Moyenne des périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021	
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	91,65	70,55	98,15	64,85
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	100,95	73,45	105,40	67,75
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	17,95	7,80	14,80	6,25
MSW à Edmonton	\$ CA/b	116,85	83,75	123,45	75,90
WCS à Hardisty	\$ US/b	71,75	56,95	82,35	52,35
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(19,90)	(13,60)	(15,80)	(12,50)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	8,80	(1,60)	4,55	(1,60)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	87,35	69,20	97,25	64,60
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	4,15	3,40	5,20	3,10
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	221,40	100,35	145,10	100,10
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	46,70	20,90	45,05	18,95
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	43,30	20,45	37,75	18,05
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	57,30	26,70	51,60	22,40
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	41,85	19,55	40,45	17,45
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	8,10	7,35	7,45	7,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,79	0,78	0,80
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,73	0,78	0,73	0,78

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.

Au troisième trimestre de 2022, les cours de référence pour le pétrole brut et les marges de craquage se sont fortement améliorés par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent et ont été influencés par une hausse de la demande ainsi que par l'incertitude de l'offre liée au conflit géopolitique actuel. La volatilité du marché des marchandises a augmenté au cours du troisième trimestre de 2022, en raison des préoccupations économiques concernant la hausse des taux d'intérêt, les pressions inflationnistes et la croissance économique future.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2022 reflètent une hausse du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 91,65 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 70,55 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et ils rendent compte également des écarts favorables entre le prix du SYN et le prix du WTI. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty. Le prix du pétrole brut synthétique sulfureux peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour s'établir à 116,85 \$/b au troisième trimestre de 2022, alors qu'il était de 83,75 \$/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 71,75 \$ US/b au troisième trimestre de 2022, alors qu'il était de 56,95 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant ou à du pétrole brut synthétique afin de faciliter la livraison par le réseau de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un cours de référence couramment utilisé) et les prix du diluant (condensat à Edmonton) et du pétrole brut synthétique. Les primes et escomptes de qualité du bitume et les ventes au comptant, de même que l'écart de prix entre le WCS à Hardisty, en Alberta, et les cours de référence de la côte américaine du golfe du Mexique, peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume.

La Société met à profit son expertise commerciale et son réseau logistique pour optimiser la capacité de stockage de son infrastructure médiane sur la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui se reflète dans les prix qu'elle obtient pour le bitume

et le pétrole brut synthétique sulfureux. Les prix du bitume ont subi l'incidence défavorable de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd au troisième trimestre de 2022, mais ont été plus élevés qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent dans l'absolu en raison de la hausse des prix du WTI.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant des actifs des secteurs E&P Canada et E&P International est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir à 100,95 \$ US/b au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 73,45 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

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

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

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

Au troisième trimestre de 2022, les marges de craquage de référence 2-1-1 au port de New York et à Chicago ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la demande accrue pour les carburants de transport et de la diminution des stocks de produits raffinés en Amérique du Nord, et afin de compenser la hausse du coût de la conformité à la réglementation associée aux exigences réglementaires en matière de mélanges de carburants renouvelables. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 45,45 \$ US/b pour le troisième trimestre de 2022, contre 27,60 \$ US/b pour le troisième trimestre de 2021, ce qui reflète l'augmentation considérable des marges de craquage de référence.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 4,15 \$ le GJ au troisième trimestre de 2022, en hausse comparativement à 3,40 \$ le GJ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les actifs du secteur Sables pétrolifères de Suncor et est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées applicables par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 221,40 \$/MWh au troisième trimestre de 2022, a augmenté considérablement par rapport à celui de 100,35 \$/MWh enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien s'est déprécié par rapport au dollar américain au troisième trimestre de 2022, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,77 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,79 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution de taux a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 65 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains. Au 30 septembre 2022, le dollar canadien s'était affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change à la clôture de la période ayant diminué à 0,73 \$ US pour un dollar canadien, contre 0,78 \$ US pour un dollar canadien au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse du taux a eu un effet négatif plus important sur les soldes de la dette de la Société au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

4. Résultats sectoriels et analyse

Sables pétrolifères

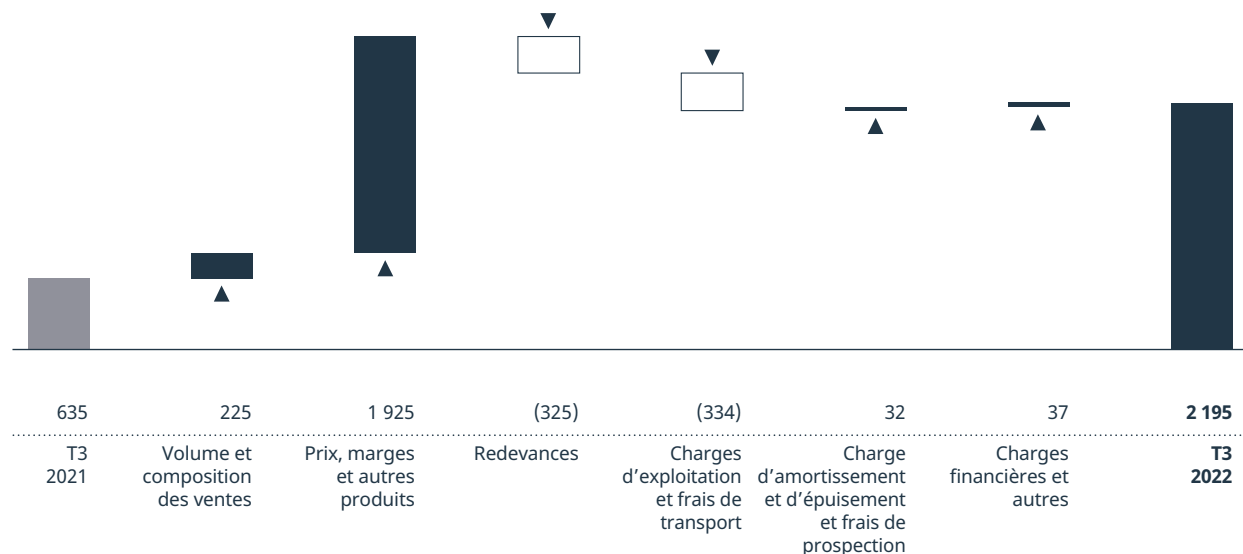
Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits bruts	7 535	4 977	23 767	13 964
Moins les redevances	(829)	(504)	(3 301)	(882)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 706	4 473	20 466	13 082
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat ¹⁾	(1 193)	629	4 008	1 656
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit:				
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques	(9)	6	(82)	1
Dépréciation d'actifs	3 397	—	3 397	—
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}	2 195	635	7 323	1 657
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{1),2)}	3 257	1 745	10 902	5 116

1) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté (en millions de dollars) ^{1),2)}



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

2) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat d'exploitation ajusté consolidé. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Pour le troisième trimestre de 2022, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 2,195 G\$, en hausse par rapport à celui de 635 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique essentiellement par l'augmentation importante des prix obtenus pour le pétrole brut et l'accroissement de la production. L'augmentation du résultat d'exploitation ajusté a été en partie contrebalancée par la hausse des charges d'exploitation et des frais de transport,

attribuable essentiellement à la hausse des coûts liés aux travaux de maintenance, des coûts des intrants des marchandises et des coûts découlant de la production accrue, ainsi que par la hausse des redevances attribuable aux prix plus élevés obtenus.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Total Oil Sands bitumen production	764,1	713,7	783,9	764,6
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ²⁾	416,6	418,8	481,1	467,0
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ^{3),4)}	(11,5)	(13,3)	(13,9)	(14,2)
Production valorisée – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	405,1	405,5	467,2	452,8
Production de bitume	251,0	203,9	196,3	186,0
Transferts internes de bitume ⁴⁾	(10,1)	(4,3)	(6,0)	(2,1)
Production de bitume non valorisé	240,9	199,6	190,3	183,9
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	646,0	605,1	657,5	636,7

- 1) La production de bitume de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités in situ est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, y compris aux raffineries qui appartiennent à Suncor. Pratiquement tout le bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) Les taux d'utilisation combinée des unités de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.
- 3) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills et Syncrude utilisent le diesel produit à l'interne par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères aux fins de leurs activités minières. Au troisième trimestre de 2022, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 10 600 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 5 600 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 2 100 b/j par Fort Hills et 2 900 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 700 b/j de diesel consommés à l'interne.
- 4) Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétrolifères et celles de Syncrude au moyen des pipelines d'interconnexion sont compris dans les volumes bruts de production de pétrole brut synthétique et de bitume. Au troisième trimestre de 2022, la production du secteur Sables pétrolifères ne comprenait aucun transport, via les pipelines d'interconnexion, de pétrole brut synthétique ou de bitume vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport, au moyen des pipelines d'interconnexion, de 200 b/j de pétrole brut synthétique et de 10 100 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production de bitume non valorisé de la Société a augmenté pour s'établir à 240 900 b/j au troisième trimestre de 2022, contre 199 600 b/j pour le troisième trimestre de 2021, ce qui est attribuable principalement à la production accrue provenant de Fort Hills. La production provenant des actifs *in situ* de la Société pour le troisième trimestre de 2022 a été semblable à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent. À Fort Hills, la Société a commencé la mise en œuvre de son plan d'amélioration de la mine et une diminution des volumes est attendue au quatrième trimestre de 2022, de même qu'au premier trimestre de 2023.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 405 100 b/j au troisième trimestre de 2022, ce qui est comparable à celle de 405 500 b/j du troisième trimestre de 2021. La production de Syncrude pour le troisième trimestre de 2022 s'est ressentie des travaux de révision planifiés effectués, qui se sont traduits par un taux d'utilisation de l'unité de valorisation de 67 %, contre 91 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux d'utilisation de l'unité de valorisation de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour atteindre 80 %, en comparaison de 66 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète une diminution du volume de travaux de maintenance planifiés au cours du trimestre à l'étude, d'importants travaux de révision planifiés ayant été exécutés à l'unité de valorisation 2 au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	418,9	418,6	474,9	455,4
Bitume non valorisé	231,2	194,4	182,8	186,2
Total	650,1	613,0	657,7	641,6

Au troisième trimestre de 2022, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel s'est établi à 418 900 b/j, en comparaison de 418 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'incidence des mêmes facteurs ayant influé sur les volumes de production qui sont mentionnés ci-dessus.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 231 200 b/j au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 194 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la hausse des volumes de production mentionnée ci-dessus, contrebalancée en partie par une accumulation plus importante des stocks au cours du trimestre à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus ¹⁾

Dédution faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	119,27	80,21	123,70	73,44
Bitume non valorisé	79,60	59,91	94,31	51,16
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	105,16	73,78	115,55	66,97
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(14,47)	(15,12)	(10,33)	(14,16)

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

Au troisième trimestre de 2022, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la hausse considérable des prix des marchandises ainsi que les possibilités d'amélioration des marges générées par la structure de vente et de commercialisation de la Société.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut au cours de la période à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères a augmenté au troisième trimestre de 2022 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, car des volumes accrus ont été acheminés aux installations de clients s'étendant jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui a entraîné une hausse des prix obtenus.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de l'augmentation des prix du gaz naturel et d'autres marchandises, ainsi que de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au troisième trimestre de 2022 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'accroissement de la production découlant des activités à deux trains en 2022 et de la hausse des prix des marchandises.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude au troisième trimestre de 2022 a augmenté par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et de l'augmentation des prix du gaz naturel et d'autres marchandises.

Au troisième trimestre 2022, la hausse des prix du gaz naturel a entraîné une augmentation des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères de 67 M\$ par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur, a été moins élevée au troisième trimestre de 2022 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la diminution de l'amortissement au titre des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations de la Société.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2022	Trimestres clos les 30 septembre 2021	2022	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	2 278	2 004	6 659	5 922
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 322	1 148	3 976	3 514
Coûts non liés à la production ³⁾	(26)	(62)	(211)	(235)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ⁴⁾	(139)	(67)	(349)	(267)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾	1 157	1 019	3 416	3 012
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	424,5	381,7	410,4	438,1
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ²⁾ (\$/b)	29,65	29,05	30,50	25,20
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	278	216	833	614
Coûts non liés à la production ³⁾	(52)	(25)	(138)	(83)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾	226	191	695	531
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	95,8	50,8	90,3	49,1
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ²⁾ (\$/b)	25,65	40,90	28,20	39,70
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	667	614	2 064	1 820
Coûts non liés à la production ³⁾	(93)	(71)	(255)	(196)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾	574	543	1 809	1 624
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	147,3	190,2	176,7	165,8
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ²⁾ (\$/b)	42,40	31,05	37,50	35,90

1) À partir du deuxième trimestre de 2022, la Société a revu la présentation de son rapprochement des charges d'exploitation décaissées, afin de présenter les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères sur une base consolidée. Les variations des stocks et les transferts internes du secteur Sables pétrolifères 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. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement, sans que cela n'ait d'incidence sur le total des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills ou de Syncrude ou sur les charges d'exploitation décaissées par baril. Au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2022, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de 11 M\$ et de (214) M\$, respectivement. Au cours du troisième trimestre et des neuf premiers mois de 2021, les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères comprenaient des variations des stocks et des transferts internes de 26 M\$ et de (26) 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 autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

- 3) Les coûts significatifs 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. De plus, les coûts non liés à la production tiennent compte des coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et des coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.
- 4) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte notamment de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par des unités de cogénération et 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 baril ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies à 29,65 \$ au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 29,05 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus, contrebalancée par la hausse des volumes de production. Les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères, qui ne sont pas pris en compte dans le calcul des charges d'exploitation décaissées, ont diminué au cours du trimestre à l'étude comparativement à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison surtout d'un recouvrement de rémunération fondée sur des actions au cours de la période à l'étude, comparativement à une charge de rémunération fondée sur des actions au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, et du fait que le trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de coûts de mise en veilleuse et de coûts engagés en réaction à la pandémie de COVID-19. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2022 ont été considérablement plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'une augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire ayant découlé de la hausse des prix de l'électricité et d'une augmentation des coûts non monétaires du gaz naturel.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills ¹⁾ ont diminué pour s'établir à 25,65 \$ au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 40,90 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte de l'accroissement de la production, en partie contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus. Les coûts non liés à la production de Fort Hills pour le trimestre à l'étude ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du prix et des volumes plus élevés du diesel provenant de l'interne, qui est rajusté pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au coût de production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ¹⁾ se sont établies à 42,40 \$ au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 31,05 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète la production moindre en raison du calendrier des travaux de révision planifiés et l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, comme il est décrit ci-dessus. Au troisième trimestre 2022, les coûts non liés à la production ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement du prix et des volumes plus élevés du diesel provenant de l'interne, qui a été rajusté pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères au coût de production.

Acquisition d'une participation supplémentaire dans Fort Hills et perte de valeur d'actifs hors trésorerie

Au cours du troisième trimestre de 2022, la Société a mené des négociations commerciales visant l'acquisition de la participation directe de 21,3 % de Teck dans Fort Hills. Après la clôture du trimestre, Suncor a conclu un accord, sous réserve de l'approbation des autorités de réglementation et d'autres conditions de clôture, visant l'acquisition de la participation de Teck dans Fort Hills et des conventions de ventes et conventions logistiques connexes pour une contrepartie de 1,0 G\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à clôture. Dans le cadre de la conclusion par la Société d'un accord visant l'acquisition de la participation de Teck dans Fort Hills, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ avant impôt à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills au troisième trimestre de 2022.

Résultats des neuf premiers mois de 2022

Le bénéfice avant impôt sur le résultat du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 4,008 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 1,656 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le bénéfice avant impôt sur le résultat des neuf premiers mois de 2022 tient compte d'une perte de valeur hors trésorerie de 3,397 G\$ avant impôt sur la quote-part de la Société des actifs de Fort Hills et d'un profit latent de 82 M\$ sur les activités de gestion des risques. Le bénéfice avant impôt sur le résultat des neuf premiers mois de 2021 tenait compte d'une perte latente de 1 M\$ sur les activités de gestion des risques.

Le résultat d'exploitation ajusté ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 7,323 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 1,657 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique essentiellement par les prix considérablement plus élevés obtenus pour le pétrole brut et par la production accrue, en partie contrebalancés par la hausse des redevances découlant de l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, par l'augmentation des charges d'exploitation qui a découlé de la hausse des prix du gaz naturel et des autres marchandises, par l'accroissement des coûts découlant de la production accrue et par l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont augmenté pour s'établir à 10,902 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 5,116 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 30,50 \$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 25,20 \$ pour les neuf premiers mois de 2021. Cette hausse s'explique principalement par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux découlant de la hausse des prix du gaz naturel et des coûts des intrants de marchandises et par la baisse des volumes de production. Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères pour les neuf premiers mois de 2022 ont été considérablement plus élevés que ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement d'une augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix de l'électricité et d'une augmentation des coûts non monétaires du gaz naturel.

Les charges d'exploitation décaissées par baril ¹⁾ de Fort Hills se sont établies en moyenne à 28,20 \$ pour les neuf premiers mois de 2022, en baisse comparativement à celles de 39,70 \$ inscrites pour les neuf premiers mois de 2021, ce qui rend compte de l'accroissement de la production liée à l'exploitation à deux trains, en partie contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux découlant surtout de la hausse des prix du gaz naturel et des coûts des intrants de marchandises et par la hausse des niveaux de production.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ¹⁾ se sont chiffrées en moyenne à 37,50 \$ pour les neuf premiers mois de 2022, en hausse comparativement à celles de 35,90 \$ inscrites pour les neuf premiers mois de 2021, en raison principalement de l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux qui a résulté de la hausse des prix du gaz naturel et des autres marchandises et de l'augmentation des coûts de maintenance, partiellement contrebalancées par la hausse des volumes de production.

Travaux de maintenance planifiés

Après la clôture du troisième trimestre de 2022, la Société a achevé ses travaux de maintenance annuels planifiés portant sur l'unité de cokéfaction de l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ainsi que des travaux de révision planifiés à Syncrude. Après la clôture du troisième trimestre de 2022, la Société a amorcé et achevé des travaux de maintenance planifiés à Fort Hills. Les prévisions de la Société pour 2022 tiennent compte de l'incidence de ces travaux de maintenance.

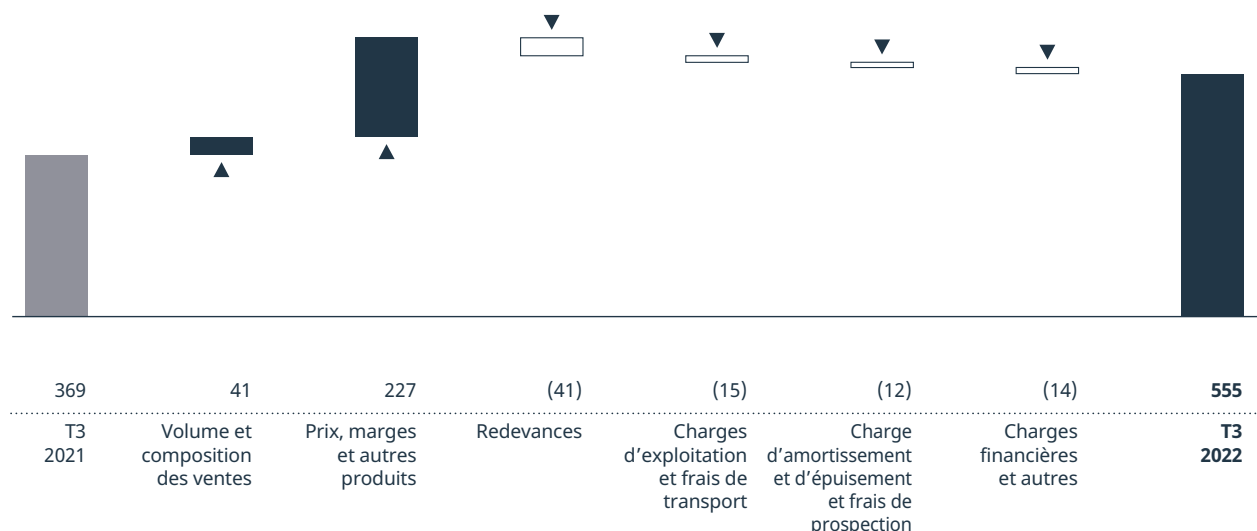
1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Exploration et production

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Produits bruts ¹⁾	1 012	744	3 246	2 240
Moins les redevances ¹⁾	(96)	(109)	(436)	(371)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	916	635	2 810	1 869
Bénéfice avant impôt sur le résultat ²⁾	637	590	2 643	1 188
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Comptabilisation d'un produit d'assurance	(147)	—	(147)	—
Perte sur cession importante	65	—	65	—
Dépréciation d'actifs (reprise) ³⁾	—	(221)	(645)	(221)
Résultat d'exploitation ajusté ^{2),4)}	555	369	1 916	967
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{2),4)}	894	521	2 459	1 386

- 1) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable à la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. La production, les produits et les redevances du troisième trimestre de 2022 ne tiennent compte d'aucune vente en Libye. Les produits des neuf premiers mois de 2022 tiennent compte d'une majoration de 252 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 148 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 104 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits du troisième trimestre de 2021 tenaient compte d'une majoration de 101 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 53 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 48 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits des neuf premiers mois de 2021 tenaient compte d'une majoration de 236 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 188 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 48 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.
- 2) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.
- 3) Au deuxième trimestre de 2022, par suite de la décision de redémarrer le projet d'extension ouest de White Rose, la Société a comptabilisé une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 715 M\$ avant impôt à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose. Toujours au deuxième trimestre de 2022, en raison de la vente prévue des actifs du secteur E&P de la Société situés en Norvège et de l'accord conclu ultérieurement pour cette vente, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs en Norvège.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté (en millions de dollars) ^{1),2)}

- 1) Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat d'exploitation ajusté consolidé. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 555 M\$ pour le troisième trimestre de 2022, en hausse comparativement à celui de 369 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une augmentation considérable des prix obtenus pour le pétrole brut et une hausse du volume des ventes au troisième trimestre de 2022, en partie contrebalancées par la hausse des redevances attribuable aux prix plus élevés obtenus.

Volumes

	Trimestres clos les 30 septembre 2022		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2022	
	2022	2021	2022	2021
E&P Canada (kb/j)	47,5	54,4	50,6	56,6
E&P International (kbep/j)	30,6	39,1	28,4	34,3
Production totale (kbep/j)	78,1	93,5	79,0	90,9
Total des volumes de ventes (kbep/j)	81,1	76,3	82,4	88,1

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 47 500 b/j au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 54 400 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les travaux de révision planifiés à Hibernia au troisième trimestre de 2022 et par les déclinés naturels.

Des investissements sont en cours dans le projet visant à prolonger la durée de vie de l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova, qui devrait être de retour au Canada plus tard au cours du quatrième trimestre de 2022 et reprendre ses activités de façon sécuritaire au début de 2023.

La production du secteur E&P International s'est établie à 30 600 bep/j au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 39 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par la vente de la participation directe de la Société dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle au quatrième trimestre de 2021 et par le fait qu'aucun chargement n'a été effectué en Libye au troisième trimestre de 2022 alors que des chargements avaient été effectués au trimestre correspondant de l'exercice précédent, facteurs en partie contrebalancés par la production accrue provenant de la Norvège attribuable à de nouveaux puits intercalaires. Au troisième trimestre de 2022, la Société a finalisé la vente de ses actifs du secteur E&P situés en Norvège, pour un produit brut d'environ 430 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres coûts liés à clôture.

Le volume total des ventes du secteur E&P s'est établi à 81 100 bep/j au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 76 300 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement d'un prélèvement sur les stocks du

secteur E&P Canada lié au calendrier des ventes acheminées par navire, comparativement à une accumulation pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Prix obtenus ¹⁾

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2022	2021	2022	2021
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	130,37	90,23	131,45	81,43
E&P International ²⁾ (\$/bep)	137,29	85,29	125,61	77,09

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

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

Les prix obtenus au troisième trimestre de 2022 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés que ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète l'augmentation considérable des prix des marchandises.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le troisième trimestre de 2022 ont été plus élevées que celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la hausse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du troisième trimestre de 2022 ont augmenté par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'un prélèvement sur les stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent et d'une hausse des coûts au sein du secteur E&P Canada, y compris une augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et une augmentation des coûts liés à la participation directe supplémentaire de la Société dans White Rose, ce qui a été partiellement contrebalancé par la diminution des frais de transport et des charges d'exploitation qui a découlé de la vente du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle au cours de la période à l'étude.

Le montant inscrit au titre de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection a augmenté au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de l'accroissement du volume des ventes au cours du trimestre à l'étude par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultats des neuf premiers mois de 2022

Le bénéfice avant impôt sur le résultat du secteur E&P a augmenté pour s'établir à 2,643 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 1,188 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le bénéfice avant impôt sur le résultat des neuf premiers mois de 2022 tient compte d'une reprise d'une perte de valeur hors trésorerie de 715 M\$ sur la quote-part de la Société des actifs de White Rose, d'une perte de valeur hors trésorerie de 70 M\$ sur la quote-part de la Société des actifs en Norvège, d'un produit d'assurance de 147 M\$ comptabilisé dans les autres produits (pertes) lié aux actifs de la Société situés en Libye et d'une perte de change de 65 M\$ liée à la vente de la quote-part de la Société des actifs situés en Norvège. Le bénéfice avant impôt sur le résultat pour les neuf premiers mois de 2021 tenait compte d'une reprise de pertes de valeur hors trésorerie de 221 M\$ sur la quote-part de la Société des actifs de Terra Nova.

Le résultat d'exploitation ajusté ¹⁾ du secteur E&P a augmenté pour se chiffrer à 1,916 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, comparativement à 967 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique essentiellement par les prix considérablement plus élevés obtenus pour le pétrole brut au cours de la période à l'étude par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, en partie contrebalancés par la diminution du volume des ventes et par la hausse des redevances découlant de l'augmentation des prix obtenus.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ ont augmenté pour s'établir à 2,459 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 1,386 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Pour les neuf premiers mois de 2022, les fonds provenant de l'exploitation ajustés reflètent également la comptabilisation, dans les autres produits (pertes), d'un produit d'assurance de 147 M\$ lié aux actifs de la Société situés en Libye.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure pour le reste de 2022.

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

Raffinage et commercialisation

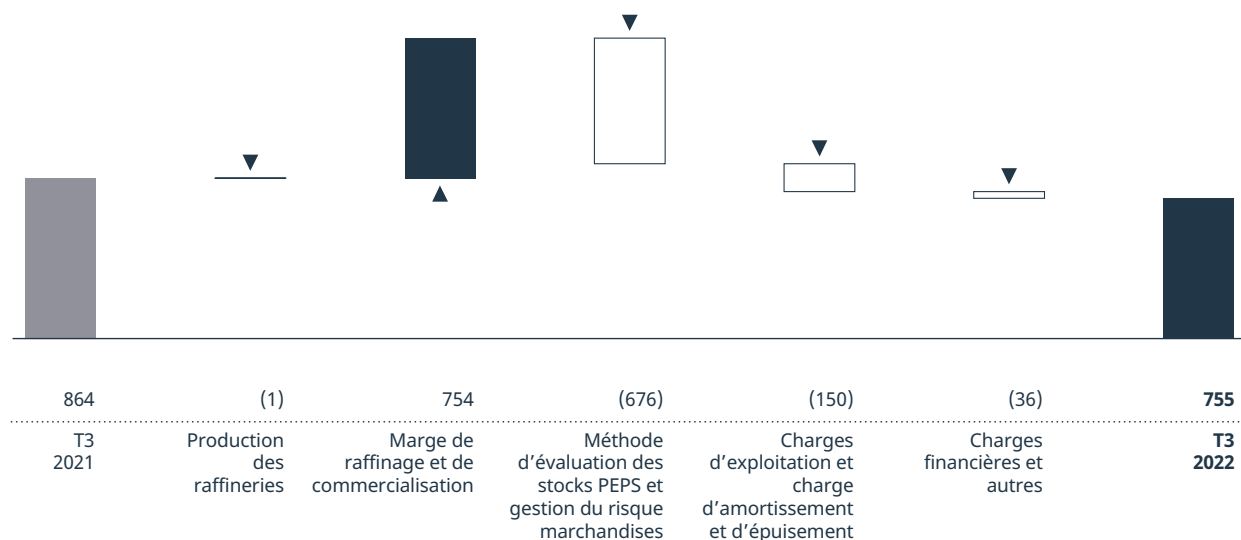
Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2022	30 septembre 2021	2022	30 septembre 2021
Produits d'exploitation	9 615	6 341	27 709	16 292
Bénéfice avant impôt sur le résultat ¹⁾	753	848	4 177	2 268
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques	2	16	(19)	7
Résultat d'exploitation ajusté ^{1),2)}	755	864	4 158	2 275
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ^{1),2)}	1 174	1 113	4 898	2 962

1) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

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

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté (en millions de dollars) ^{1),2)}



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

2) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat d'exploitation ajusté consolidé. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 755 M\$ pour le troisième trimestre de 2022, en comparaison de 864 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Ce recul du résultat d'exploitation ajusté tient principalement à une perte découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS comptabilisée pour la période à l'étude, en comparaison d'un profit pour la période correspondante de l'exercice précédent, ainsi qu'à une hausse des charges d'exploitation et des frais de transport essentiellement attribuable à l'augmentation des coûts des intrants des marchandises, augmentation qui a été partiellement contrebalancée par une hausse importante des marges de raffinage et de commercialisation attribuable à l'augmentation considérable des marges de craquage de référence au cours de la période à l'étude. Au troisième trimestre de 2022, le résultat d'exploitation ajusté reflète une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises, de 585 M\$ avant impôt découlant de la baisse des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés, en comparaison d'un profit de 91 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volumes

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	211,9	212,3	204,3	198,9
Ouest de l'Amérique du Nord	254,7	248,0	226,6	205,9
Total	466,6	460,3	430,9	404,8
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	95	96	92	90
Ouest de l'Amérique du Nord	104	102	93	84
Total	100	99	92	87
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	234,6	236,5	226,3	223,4
Distillat	251,8	233,8	245,3	225,4
Autres	90,9	81,2	83,8	72,3
Total	577,3	551,5	555,4	521,1
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ²⁾ (\$/b)	37,45	35,75	54,65	38,10
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ²⁾ (\$/b)	50,45	33,80	49,25	31,25
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	6,80	5,45	6,70	5,90

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 466 600 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 100 % au troisième trimestre de 2022, contre 460 300 b/j et 99 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte des taux d'utilisation élevés affichés par l'ensemble des raffineries au cours des deux périodes. Les ventes de produits raffinés au troisième trimestre de 2022 ont augmenté pour s'établir à 577 300 b/j, en comparaison de 551 500 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation reflète la demande accrue au cours de la période à l'étude, ainsi que la capacité de la Société à tirer parti de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation.

Marges brutes de raffinage et de commercialisation ¹⁾

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

- Calculées selon la méthode DEPS ²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 50,45 \$/b au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 33,80 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'augmentation considérable des marges de craquage de référence découlant de la hausse de la demande et de la diminution des stocks de produits raffinés en Amérique du Nord, ainsi que de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la composition défavorable de l'alimentation en brut au troisième trimestre de 2022, par le resserrement des écarts liés à l'emplacement entre les indices de référence régionaux et les résultats obtenus par la Société sur ses marchés locaux, ainsi que par l'augmentation des coûts liés au respect des normes environnementales. Calculées selon la méthode DEPS ²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor représente 85 % des marges pour le troisième trimestre de 2022.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 37,45 \$/b au troisième trimestre de 2022, en hausse comparativement à celles de 35,75 \$/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 d'évaluation des stocks PEPS. Au troisième trimestre de 2022, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS ²⁾, compte

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

2) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises, s'est traduite par une perte de 585 M\$ avant impôt. Au trimestre correspondant de l'exercice précédent, l'évaluation selon la méthode comptable PEPS, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises, avait donné lieu à un profit de 91 M\$ avant impôt, ce qui représente une incidence défavorable de 676 M\$ d'un trimestre à l'autre.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport ont été plus élevées au troisième trimestre de 2022 qu'au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la hausse des coûts des intrants de marchandises, soit principalement une hausse des prix du gaz naturel et de l'électricité.

Les charges d'exploitation de raffinage par baril ¹⁾ se sont établies à 6,80 \$ au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 5,45 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par l'augmentation des coûts des intrants de marchandises.

Résultats des neuf premiers mois de 2022

Le secteur R&C a inscrit un bénéfice avant impôt sur le résultat de 4,117 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 2,268 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessous, le bénéfice avant impôt sur le résultat inscrit pour les neuf premiers mois de 2022 tient compte d'un profit latent de 19 M\$ sur les activités de gestion des risques, en comparaison d'une perte latente de 7 M\$ sur les activités de gestion des risques pour la période correspondante de l'exercice précédent.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté ¹⁾ de 4,158 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en hausse par rapport à celui de 2,275 G\$ inscrit pour les neuf premiers mois de 2021, en raison principalement d'une hausse importante des marges de raffinage et de commercialisation attribuable à l'augmentation considérable des marges de craquage de référence observée au cours de la période à l'étude et d'une augmentation du débit de traitement, ce qui a été partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation attribuable principalement à la hausse des coûts des intrants des marchandises et par le profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS moins élevé au cours des neuf premiers mois de 2022 par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours des neuf premiers mois de 2022, l'incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises, a représenté une incidence positive de 669 M\$ sur le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés, comparativement à une incidence de 811 M\$ pour les neuf premiers mois de 2021.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ du secteur R&C ont augmenté pour s'établir à 4,898 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 2,962 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en raison essentiellement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont décrits ci-dessus.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a achevé la totalité des travaux de maintenance planifiés d'envergure portant sur les raffineries pour 2022.

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 autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

Siège social et éliminations

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Perte avant impôt sur le résultat ¹⁾	(676)	(753)	(2 050)	(1 596)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	723	282	929	(88)
Charge de restructuration ²⁾	—	—	—	168
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	80	—	80
Résultat (perte) d'exploitation ajusté(e) ^{1),4)}	47	(391)	(1 121)	(1 436)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	(228)	(355)	(974)	(1 212)
<i>Éliminations – profit intersectoriel éliminé</i>	275	(36)	(147)	(224)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ^{1),4)}	100	(352)	(967)	(1 453)

1) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat net consolidé, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

2) Au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, une charge de restructuration liée aux plans de réduction des effectifs.

3) Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une perte de 80 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme.

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

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 228 M\$ au troisième trimestre de 2022, en comparaison de 355 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution de la perte s'explique par les coûts plus élevés qui avaient été engagés au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison des coûts associés aux améliorations numériques et technologiques et de l'incidence des règlements fiscaux, par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation plus élevé pour le trimestre à l'étude ainsi que par la diminution des charges d'intérêts sur la dette à long terme au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de la perte s'explique également par un recouvrement de rémunération fondée sur des actions plus important au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2022, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 43 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 38 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2022, la Société a réalisé un profit intersectoriel de 275 M\$, comparativement au report d'un profit intersectoriel de 36 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. La réalisation du profit intersectoriel et l'élimination des pertes latentes au troisième trimestre de 2022 s'expliquent par la baisse des cours de référence au cours de la période à l'étude, comparativement à une hausse des cours de référence au troisième trimestre de 2021.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds provenant de l'exploitation ajustés de 100 M\$ au troisième trimestre de 2022, en comparaison de fonds affectés à l'exploitation de 352 M\$ pour le troisième trimestre de 2021; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la perte d'exploitation ajustée et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exception de l'incidence des règlements fiscaux et de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Résultats des neuf premiers mois de 2022

Le secteur Siège social et Éliminations a inscrit une perte avant impôt sur le résultat de 2,050 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, contre 1,596 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur la perte d'exploitation ajustée qui sont mentionnés ci-dessous, la perte avant impôt sur le résultat des neuf premiers mois de 2022 tient compte d'une perte de change latente de 929 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. La perte

avant impôt inscrite par le secteur Siège social et Éliminations pour la période correspondante de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent de 88 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une charge de restructuration de 168 M\$ découlant des plans de réduction des effectifs comptabilisée au premier trimestre de 2021 et d'une perte de 80 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme au troisième trimestre de 2021.

La perte d'exploitation ajustée du secteur Siège social et Éliminations s'est chiffrée à 1,121 G\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en baisse comparativement à 1,436 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021. La diminution de la perte s'explique par la baisse des charges d'intérêts découlant principalement de la diminution des intérêts sur la dette à long terme, par l'élimination d'un profit intersectoriel moins important au cours de la période à l'étude, par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation plus élevé pour la période à l'étude, par le profit latent lié à des investissements comptabilisé au premier trimestre de 2022 et par les coûts plus élevés qui avaient été engagés au cours de la période correspondante de l'exercice précédent en raison des coûts associés aux améliorations numériques et technologiques. La diminution de la perte a été partiellement neutralisée par la charge de rémunération fondée sur des actions plus élevée comptabilisée pour les neuf premiers mois de 2022 par rapport aux neuf premiers mois de 2021. Pour les neuf premiers mois de 2022, la Société a incorporé à l'actif des coûts d'emprunt de 124 M\$, comparativement à 106 M\$ pour les neuf premiers mois de 2021.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation ajustés de 967 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022, en comparaison de 1,453 G\$ pour la période correspondant de l'exercice précédent; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la perte d'exploitation ajustée et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exception de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions et du profit latent lié à des investissements comptabilisé au premier trimestre de 2022. Les fonds affectés à l'exploitation ajustés de la période correspondante de l'exercice précédent ont subi l'incidence de la charge de restructuration liée aux plans de réduction des effectifs comptabilisée au premier trimestre de 2021.

Après la clôture du troisième trimestre de 2022, la Société a conclu un accord visant la vente de ses actifs éoliens et solaires pour un produit brut d'environ 730 M\$, avant les ajustements de clôture et les autres frais liés à la clôture. La vente est assujettie à l'obtention de l'approbation des organismes de réglementation et devrait être finalisée au premier trimestre 2023.

5. Impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2022	2021	2022	2021
Charge d'impôt exigible	952	386	3 380	898
(Recouvrement) charge d'impôt différé	(822)	51	(938)	52
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat net	130	437	2 442	950
Moins (le recouvrement) la charge d'impôt au titre des ajustements du résultat d'exploitation ajusté	(857)	3	(700)	(2)
Charge d'impôt sur le résultat incluse dans le résultat d'exploitation ajusté	987	434	3 142	952
Taux d'impôt effectif	(27,1)%	33,3 %	27,8 %	27,0 %

La charge d'impôt sur le résultat a diminué au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la baisse du bénéfice pour le trimestre à l'étude. Au troisième trimestre de 2022, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société s'est établi à (27,1) %, contre 33,3 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La variation du taux d'impôt effectif au troisième trimestre de 2022 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent s'explique avant tout par l'incidence des bénéfices réalisés à l'étranger où le taux d'impôt effectif est plus élevé, par les profits et pertes de change non imposables à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et par d'autres éléments permanents ayant une incidence sur le total de la charge d'impôt.

La charge d'impôt sur le résultat inscrite pour les neuf premiers mois de 2022 a augmenté par rapport à celle de la période correspondante de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse du bénéfice pour la période à l'étude. Pour les neuf premiers mois de 2022, le taux d'impôt effectif sur le bénéfice net de la Société s'est établi à 27,8 %, ce qui est similaire au taux de 27,0 % pour la période correspondante de l'exercice précédent.

6. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2022	30 septembre 2021	2022	30 septembre 2021
Sables pétrolifères	1 048	935	2 621	2 308
Exploration et production ¹⁾	132	64	330	197
Raffinage et commercialisation	165	142	558	637
Siège social et éliminations ²⁾	34	80	176	229
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 379	1 221	3 685	3 371
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(43)	(38)	(124)	(106)
	1 336	1 183	3 561	3 265

1) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 7 M\$ au troisième trimestre de 2022 et de 41 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022.

2) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 31 M\$ au troisième trimestre de 2022 et de 52 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022.

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le			Période de neuf mois close le		
	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾	Total	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾	Total
Sables pétrolifères						
Usine de base du secteur Sables pétrolifères	363	62	425	801	345	1 146
Activités in situ	58	93	151	237	243	480
Fort Hills	91	—	91	248	1	249
Syncrude	320	25	345	573	78	651
Exploration et production ³⁾	—	126	126	—	311	311
Raffinage et commercialisation	133	32	165	508	50	558
Siège social et éliminations ⁴⁾	3	30	33	12	154	166
	968	368	1 336	2 379	1 182	3 561

1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.

2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves 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.

3) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 7 M\$ au troisième trimestre de 2022 et de 41 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022.

4) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 31 M\$ au troisième trimestre de 2022 et de 52 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,336 G\$ au cours du troisième trimestre de 2022, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 1,183 G\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation des dépenses en immobilisations est principalement attribuable à la hausse des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de Syncrude attribuable aux travaux de révision exécutés au cours de la période à l'étude, facteur en partie contrebalancé par la baisse des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance à l'usine de base du

secteur Sables pétrolifères découlant du volume moindre de travaux de maintenance planifiés et par la diminution des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

L'activité du troisième trimestre de 2022 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ont totalisé 425 M\$ au troisième trimestre de 2022 et ont été principalement affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, notamment les travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité de valorisation 1 de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ainsi qu'aux investissements économiques visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone afin de remplacer les chaudières à coke.

Pour le troisième trimestre de 2022, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 151 M\$ et représentent des dépenses axées sur les activités d'investissement économique, notamment les investissements continus dans les projets de plateformes de puits, et sur les activités de maintien et de maintenance liées à l'achèvement des travaux de révision d'envergure exécutés à Firebag au début du troisième trimestre.

Pour le troisième trimestre de 2022, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 91 M\$ et représentent des dépenses en immobilisations de maintien de la mine et des installations de gestion des résidus ainsi que des dépenses en immobilisations de maintenance.

Pour le troisième trimestre de 2022, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 345 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées au programme de maintenance planifiée, notamment les travaux de révision exécutés au cours du trimestre, et aux installations de gestion des résidus. Les investissements économiques réalisés au cours du trimestre ont été affectés à la poursuite du projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake.

Exploration et production

Pour le troisième trimestre de 2022, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 126 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, soit essentiellement le projet visant à prolonger la durée de vie des actifs de Terra Nova, déduction faite du soutien du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, les travaux de mise en valeur du projet d'extension ouest de White Rose et les travaux de forage de mise en valeur à Hebron.

Raffinage et commercialisation

Au troisième trimestre de 2022, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 165 M\$, se rapportent principalement aux activités de maintien et de maintenance des actifs liées au programme de maintenance planifiée de la Société et aux investissements économiques visant à étendre et à améliorer les activités de vente et de commercialisation de la Société.

Siège social et éliminations

Au troisième trimestre de 2022, les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 33 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de transformation numérique.

7. Situation financière et situation de trésorerie

Indicateurs

	Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
	2022	2021
Rendement du capital investi ^{1),2)} (%)	17,5	4,5
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	0,9	2,0
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	33,5	34,3
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	27,6	31,5
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ¹⁾ (%)	23,4	27,5

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 autres mesures financières » du présent rapport de gestion.

2) Le RCI aurait été de 21,0 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2022, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 715 M\$ (542 M\$ après impôt) et de la perte de valeur de 70 M\$ (47 M\$ après impôt) au deuxième trimestre de 2022 ainsi que de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022. Le RCI aurait été de 4,9 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2021, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021.

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 2022, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,2 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et 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 4,659 G\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2022, en hausse comparativement à ceux de 1,670 G\$ inscrits au 30 juin 2022, ce qui s'explique par les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, déduction faite des acomptes provisionnels versés, ainsi que par le fait que la hausse de la dette à court terme a été supérieure aux dépenses en immobilisations et frais de prospection, par le rachat d'actions ordinaires de Suncor dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités et par le paiement de dividendes.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 4,659 G\$ pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2022, en hausse comparativement à ceux de 2,205 G\$ inscrits au 31 décembre 2021, en raison des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, déduction faite des acomptes provisionnels versés, ainsi que du fait que la hausse de la dette à court terme a été supérieure aux dépenses en immobilisations et frais de prospection, du rachat par Suncor d'actions ordinaires dans le cadre de son offre publique de rachat, du paiement de dividendes et du remboursement important sur la dette à long terme au cours des neuf premiers mois de 2022.

Au 30 septembre 2022, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 14 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 2,913 G\$ au 30 septembre 2022, comparativement à 4,247 G\$ au 31 décembre 2021. La diminution des liquidités s'explique principalement par l'augmentation de la dette à court terme.

Au troisième trimestre de 2022, Standard & Poor's (S&P) a abaissé la notation de la dette de premier rang à long terme de Suncor, la faisant passer de BBB+ à BBB, avec perspective négative. S&P a également reconduit à A-2 les notations globales de la dette à court terme et du papier commercial et a abaissé la notation du papier commercial à l'échelle du Canada, la faisant passer de A-1 (faible) (échelle canadienne) à A-2 (échelle canadienne).

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 actuel. 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 soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2022, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 33,5 % (33,4 % au 31 décembre 2021). 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 30 septembre 2022	Période de neuf mois close le 30 septembre 2022
Dette totale ¹⁾ à l'ouverture de la période	17 369	18 354
Diminution de la dette à long terme	—	(1 539)
Augmentation de la dette à court terme	1 167	1 436
Augmentation de l'obligation locative	51	280
Paiements de loyers	(79)	(246)
Incidence du change sur la dette et autres	735	958
Dette totale ¹⁾ au 30 septembre 2022	19 243	19 243
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 30 septembre 2022	4 659	4 659
Dette nette ¹⁾ au 30 septembre 2022	14 584	14 584

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

La dette totale de la Société a augmenté au troisième trimestre de 2022, en raison essentiellement d'une augmentation importante de la dette à court terme au cours de la période et de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 juin 2022.

La dette totale de la Société a augmenté pour les neuf premiers mois de 2022, en raison essentiellement d'une augmentation importante de la dette à court terme au cours de la période, de l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2021 et des contrats de location conclus au cours de la période, en partie contrebalancés par le remboursement important sur la dette à long terme et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours des neuf premiers mois de 2022.

Au 30 septembre 2022, la dette nette de Suncor s'élevait à 14,584 G\$, contre 15,699 G\$ au 30 juin 2022 et 16,149 G\$ au 31 décembre 2021. La variation de la dette nette est principalement attribuable à l'augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie, partiellement contrebalancée par les facteurs indiqués ci-dessus.

Au troisième trimestre de 2022, afin de soutenir ses objectifs de réduction de la dette et de répartition annuelle du capital, la Société a annoncé une offre d'achat visant le rachat contre trésorerie d'une partie ou de la totalité de 10 de ses séries de billets en circulation. Après la clôture du troisième trimestre de 2022, à la suite de l'offre d'achat, la Société a remboursé environ 3,6 G\$ de ses divers billets à un prix inférieur à la valeur nominale.

Actions ordinaires

(en milliers)	30 septembre 2022
Actions ordinaires	1 353 206
Options sur actions ordinaires – exerçables	17 320
Options sur actions ordinaires – non exerçables	4 821

Au 31 octobre 2022, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 349 013 259 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 21 815 698. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au premier trimestre de 2022, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor concernant son intention de renouveler son offre publique de rachat pour racheter au plus 5 % des actions ordinaires en circulation de la Société par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoyait qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor peut racheter, aux fins d'annulation, au plus 71 650 000 de ses actions ordinaires, soit environ 5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation à la date des présentes. Au 31 janvier 2022, 1 435 748 494 actions ordinaires de Suncor étaient émises et en circulation.

Au deuxième trimestre de 2022, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour faire passer le programme de rachat d'actions de la Société à au plus 10 % de son flottant, Suncor a reçu l'approbation de la TSX lui permettant de modifier son offre publique de rachat en vigueur à compter de la fermeture des marchés le 11 mai 2022 pour augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2022 et se terminant le 7 février 2023 de 71 650 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2022, à 143 500 000 actions ordinaires, soit environ 10 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2022. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités n'a été modifiée. Les détenteurs de titres de Suncor peuvent obtenir un exemplaire de l'avis modifié, sans frais, en communiquant avec la Société.

Entre le 8 février 2022 et le 31 octobre 2022 et conformément à son offre publique de rachat, Suncor a racheté 97 641 900 actions ordinaires sur le marché libre, soit 6,8 % de ses actions ordinaires au 31 janvier 2022, pour 4,359 G\$, à un prix moyen pondéré de 44,65 \$ par action ordinaire.

Le nombre réel d'actions ordinaires qui peuvent être rachetées 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)	2022	Trimestres clos les 30 septembre 2021	2022	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	25 003	28 112	100 215	63 101
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	41,20	25,05	44,00	26,39
Coût du rachat d'actions	1 030	704	4 410	1 665

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 obligations contractuelles et des engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2021, et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours des neuf premiers mois de 2022. 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.

Après la clôture du troisième trimestre de 2022, la Société a considérablement réduit ses engagements en raison des remboursements anticipés sur ses divers billets d'environ 3,6 G\$, ce qui a été contrebalancé en partie par une augmentation des engagements liés aux contrats de location, en raison principalement de la prolongation des contrats de location relatifs aux bâtiments conclus après le trimestre. Les réductions importantes de la dette devraient avoir une incidence significative sur la dette à long terme de la Société et ses paiements d'intérêts sur la dette à long terme. Se reporter à la note 6 des états financiers consolidés intermédiaires non audités pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 et à la note 21 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2021 pour obtenir plus de précisions sur les soldes de la dette à long terme de la Société.

8. 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 influencées 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 et par d'autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme des incidents liés à l'exploitation et les répercussions de la pandémie de COVID-19.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	646,0	641,5	685,7	665,9	605,1	615,7	690,6	671,5
Exploration et production	78,1	78,7	80,4	77,4	93,5	84,0	95,3	97,7
	724,1	720,2	766,1	743,3	698,6	699,7	785,9	769,2
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances ¹⁾	14 944	16 135	13 337	11 149	10 145	9 159	8 679	6 615
Autres produits (pertes)	113	69	14	10	68	(66)	(43)	(21)
	15 057	16 204	13 351	11 159	10 213	9 093	8 636	6 594
(Perte nette) bénéfice net	(609)	3 996	2 949	1 553	877	868	821	(168)
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,45)	2,84	2,06	1,07	0,59	0,58	0,54	(0,11)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,45)	2,83	2,06	1,07	0,59	0,58	0,54	(0,11)
Résultat d'exploitation ajusté ^{2),3)}	2 565	3 814	2 755	1 294	1 043	722	746	(109)
par action ordinaire ^{4),5)} (en dollars)	1,88	2,71	1,92	0,89	0,71	0,48	0,49	(0,07)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	4 473	5 345	4 094	3 144	2 641	2 362	2 110	1 221
par action ordinaire ^{4),5)} (en dollars)	3,28	3,80	2,86	2,17	1,79	1,57	1,39	0,80
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 449	4 235	3 072	2 615	4 718	2 086	2 345	814
par action ordinaire – de base (en dollars)	3,26	3,01	2,14	1,80	3,19	1,39	1,54	0,53
RCI ⁴⁾ (% sur 12 mois)	17,5	19,4	12,7	8,6	4,5	1,9	(1,4)	(6,9)
RCI, compte non tenu des pertes de valeur ²⁾ (%, sur 12 mois)	21,0	18,2	12,4	8,2	4,9	2,6	(0,6)	(2,9)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,47	0,47	0,42	0,42	0,21	0,21	0,21	0,21
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	38,90	45,16	40,70	31,65	26,26	29,69	26,27	21,35
Bourse de New York (\$ US)	28,15	35,07	32,59	25,03	20,74	23,97	20,90	16,78

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

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation ajusté pour chaque trimestre est défini à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du rapport aux actionnaires trimestriel publié par Suncor (rapports trimestriels) pour le trimestre visé. Les fonds provenant de l'exploitation ajustés pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR et autres mesures financières » du rapport trimestriel pour le trimestre visé, ces renseignements étant intégrés par renvoi aux présentes et accessibles sur SEDAR au www.sedar.com.

3) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation ajusté, qui constitue une mesure financière hors PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur dans les autres produits (pertes) et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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

5) De base par action.

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 sept. 2022	30 juin 2022	31 mars 2022	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	91,65	108,40	94,40	77,15	70,55	66,05	57,80	42,65
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	100,95	113,75	101,50	79,70	73,45	68,85	60,85	44,20
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	17,95	11,65	14,30	8,60	7,80	6,20	4,70	3,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	116,85	137,80	115,75	93,25	83,75	77,25	66,55	50,25
WCS à Hardisty	\$ US/b	71,75	95,60	79,80	62,50	56,95	54,60	45,40	33,35
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(19,90)	(12,80)	(14,60)	(14,65)	(13,60)	(11,45)	(12,40)	(9,30)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	8,80	6,05	(1,30)	(1,80)	(1,60)	0,35	(3,50)	(3,05)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	87,35	108,35	96,15	79,10	69,20	66,40	58,00	42,55
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/GJ	4,15	6,90	4,50	4,45	3,40	2,95	2,95	2,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	221,40	122,45	90,00	107,30	100,35	104,50	95,45	46,15
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	46,70	60,05	28,25	20,65	20,90	20,35	15,60	9,85
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	43,30	49,40	20,20	16,90	20,45	20,25	13,40	7,95
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	57,30	63,45	33,80	25,35	26,70	24,55	15,80	13,15
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	41,85	52,55	26,80	19,65	19,55	18,25	14,45	9,00
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	8,10	7,80	6,45	6,10	7,35	8,15	5,50	3,50
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,78	0,79	0,79	0,79	0,81	0,79	0,77
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,73	0,78	0,80	0,79	0,78	0,81	0,80	0,78

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.

9. 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 2021 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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 2021 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2021.

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. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. 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 2021, à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2022 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2021.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2022, le chef de la direction intérimaire et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En avril 2022, la Société a mis en œuvre un nouveau système de planification des ressources de l'entreprise dans l'ensemble de l'organisation. En conséquence, elle a modifié un certain nombre de contrôles internes. Il ne s'est produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2022, aucun autre changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

La Société prend des mesures pour vérifier si ses contrôles internes sont adéquats et pour les mettre à jour au besoin pendant la période de transition suivant la mise en œuvre du nouveau système de planification des ressources de l'entreprise. Pour ce faire, elle procède notamment à des contrôles, à des vérifications et à des tests supplémentaires pour garantir l'intégrité des données.

Étant donné leurs limites inhérentes, il est possible que les contrôles et les procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne permettent pas d'éviter ou de repérer les anomalies. De plus, les contrôles efficaces ne fournissent qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.

Prévisions de la Société

Suncor a également révisé ses prévisions pour 2022 annoncées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 13 décembre 2021), comme il est indiqué dans ses communiqués de presse datés du 2 février 2022, du 9 mai 2022, du 4 août 2022 et du 2 novembre 2022, qui sont accessibles en ligne au www.sedar.com.

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

Certaines mesures financières dont il est question dans le présent rapport de gestion, notamment le résultat d'exploitation ajusté, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les mesures contenues dans le RCI et le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, les flux de trésorerie disponibles, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges brutes de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, la dette nette, le total de la dette, la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril connexes ou les données qui contiennent de telles mesures, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité, 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.

À partir du quatrième trimestre de 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer ces mesures financières hors PCGR de leurs mesures conformes aux PCGR comparables respectives et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition de ces mesures est demeurée inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.

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 consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion.

Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur le résultat d'exploitation ajusté. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Analyses comparatives du résultat d'exploitation ajusté

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation ajusté par rapport à 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 certaines rubriques du présent rapport de gestion, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement.

- Le facteur lié au volume de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production 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 de la production de la Libye qui est exempte de redevances, 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 de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence avant impôt de la méthode d'évaluation des stocks PEPS dans le secteur R&C de la Société ainsi que de l'incidence du report ou de la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor, puisque ces deux éléments représentent des ajustements de la valeur des stocks, et des activités de gestion du risque marchandises à court terme réalisées en aval.
- 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.

Rendement du capital investi (RCI) et RCI, compte non tenu des pertes de valeur

Le RCI est une mesure 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 30 septembre
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2022	2021
Ajustements du résultat net			
Bénéfice net		7 889	2 398
Ajouter (déduire) les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains		838	(619)
Charges d'intérêts nettes		635	672
Résultat net ajusté ¹⁾	A	9 362	2 451
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette ²⁾		16 671	19 710
Capitaux propres		36 300	36 344
		52 971	56 054
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette ²⁾		14 584	16 671
Capitaux propres		38 167	36 300
		52 751	52 971
Capital moyen investi	B	53 613	54 928
RCI ³⁾ (%)	A/B	17,5	4,5

1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 1,742 G\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2022 et à 198 M\$ pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2021.

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

3) Le RCI aurait été de 21,0 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2022, compte non tenu de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 715 M\$ (542 M\$ après impôt) et des pertes de valeur de 70 M\$ (47 M\$ après impôt) au deuxième trimestre de 2022, ainsi que de l'incidence des pertes de valeur de 3,397 G\$ (2,586 G\$ après impôt) au troisième trimestre de 2022. Le RCI aurait été de 4,9 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2021, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et de l'incidence de la reprise de pertes de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021.

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾

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 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.sedar.com.

Trimestres clos les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat ¹⁾		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
(Perte) bénéfice avant impôt sur le résultat ¹⁾	(1 193)	629	637	590	753	848	(676)	(753)	—	—	(479)	1 314
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 463	1 098	141	(98)	207	193	41	25	—	—	4 852	1 218
Charge de désactualisation	64	60	15	14	3	2	(1)	—	—	—	81	76
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	723	282	—	—	723	282
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(44)	(30)	44	15	196	68	—	(1)	—	—	196	52
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	—	65	—	1	(10)	—	1	—	—	65	(9)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	80	—	—	—	80
Rémunération fondée sur des actions	(8)	2	(1)	—	(6)	1	(14)	(2)	—	—	(29)	1
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(56)	(67)	(1)	(1)	(7)	(7)	—	1	—	—	(64)	(74)
Autres	32	53	(6)	1	27	18	27	15	—	—	80	87
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(952)	(386)	(952)	(386)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾	3 257	1 745	894	521	1 174	1 113	100	(352)	(952)	(386)	4 473	2 641
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											(24)	2 077
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											4 449	4 718

- 1) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Impôt sur le résultat ¹⁾		Total	
	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021	2022	2021
Bénéfice (perte) avant impôt sur le résultat ¹⁾	4 008	1 656	2 643	1 188	4 177	2 268	(2 050)	(1 596)	—	—	8 778	3 516
Ajustements pour :												
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	6 847	3 348	(235)	195	618	610	91	67	—	—	7 321	4 220
Charge de désactualisation	185	179	45	43	6	5	(1)	—	—	—	235	227
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	929	(88)	—	—	929	(88)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(87)	(74)	5	(39)	71	50	—	—	—	—	(11)	(63)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(2)	—	65	—	(10)	(18)	—	(7)	—	—	53	(25)
Perte à l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	80	—	—	—	80
Rémunération fondée sur des actions	73	25	1	1	20	13	67	41	—	—	161	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(203)	(174)	(19)	(2)	(12)	(11)	(1)	—	—	—	(235)	(187)
Autres	81	156	(46)	—	28	45	(2)	50	—	—	61	251
Charge d'impôt exigible	—	—	—	—	—	—	—	—	(3 380)	(898)	(3 380)	(898)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés ¹⁾	10 902	5 116	2 459	1 386	4 898	2 962	(967)	(1 453)	(3 380)	(898)	13 912	7 113
Variation du fonds de roulement hors trésorerie											(2 156)	2 036
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation											11 756	9 149

1) Au premier trimestre de 2022, afin d'être conforme à la façon dont la direction évalue la performance des secteurs, la Société a revu sa présentation sectorielle pour refléter les résultats sectoriels avant la charge d'impôt sur le résultat et présenter l'impôt sur une base consolidée. Ce changement de présentation n'a aucune incidence sur les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement. Se reporter à la rubrique « Impôt sur le résultat » du présent rapport de gestion pour une analyse de l'impôt sur le résultat.

Flux de trésorerie disponibles

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2022 2021		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2022 2021	
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	4 449	4 718	11 756	9 149
(Ajouter) déduire la variation des éléments hors trésorerie du fonds de roulement	(24)	2 077	(2 156)	2 036
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	4 473	2 641	13 912	7 113
Moins les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts incorporés à l'actif ¹⁾	(1 379)	(1 221)	(3 685)	(3 371)
Flux de trésorerie disponibles	3 094	1 420	10 227	3 742

1) Exclut des dépenses en immobilisations liées à des actifs détenus en vue de la vente de 38 M\$ au troisième trimestre de 2022 et de 93 M\$ pour les neuf premiers mois de 2022.

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction i) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement, les coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19, les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, ii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, et iii) des frais de démarrage de projets. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères 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 au moyen des pipelines d'interconnexion. 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 font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

Marges brutes de raffinage et de commercialisation et charges d'exploitation de raffinage

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2022	30 septembre 2021	2022	30 septembre 2021
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation				
Produits d'exploitation	9 615	6 341	27 709	16 292
Achats de pétrole brut et de produits	(7 879)	(4 710)	(20 746)	(11 697)
	1 736	1 631	6 963	4 595
Autres (pertes) produits	(46)	(9)	(121)	(48)
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(4)	(13)	(23)	(40)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	1 686	1 609	6 819	4 507
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	45 000	45 026	124 828	118 287
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	37,45	35,75	54,65	38,10
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques à court terme	585	(91)	(669)	(811)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	2 271	1 518	6 150	3 696
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	50,45	33,80	49,25	31,25
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	596	502	1 747	1 453
Coûts non liés au raffinage	(291)	(256)	(908)	(757)
Charges d'exploitation de raffinage	305	246	839	696
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	45 000	45 026	124 828	118 287
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	6,80	5,45	6,70	5,90

1) La production des raffineries représente le volume de production issu 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 du premier entré, premier sorti (« 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 est influencé par les délais de livraison du brut après l'achat (qui peuvent atteindre plusieurs semaines dans le cas du brut extracôtier de provenance étrangère), par les niveaux des stocks de brut régionaux, par les délais de raffinage, par les délais de transport jusqu'aux circuits de distribution et par les niveaux de stocks de produits raffinés régionaux.

Suncor prépare et présente une estimation de l'incidence du recours à la méthode d'évaluation des stocks 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, de la tranche courante des obligations locatives à long terme, de la dette à long terme et des obligations locatives à long terme (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR). La dette nette correspond à la dette totale diminuée de la trésorerie et des équivalents de trésorerie (une mesure conforme aux PCGR).

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2022	31 décembre 2021
Dettes à court terme	2 837	1 284
Tranche courante de la dette à long terme	—	231
Tranche courante des obligations locatives à long terme	305	310
Dettes à long terme	13 496	13 989
Obligations locatives à long terme	2 605	2 540
Dettes totales	19 243	18 354
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	4 659	2 205
Dettes nettes	14 584	16 149
Capitaux propres	38 167	36 614
Dettes totales majorées des capitaux propres	57 410	54 968
Ratio dette totale/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	33,5	33,4
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres (%)	27,6	30,6
Ratio dette nette/dettes nettes majorées des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	23,4	26,6

Prix obtenus

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

Prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères

Pour les trimestres clos les

30 septembre 2022

30 septembre 2021

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 299	4 407	6 706	6 706	1 478	2 995	4 473	4 473
Ajouter les redevances	243	586	829	829	145	359	504	504
Produits d'exploitation	2 542	4 993	7 535	7 535	1 623	3 354	4 977	4 977
Autres (pertes) produits	74	(4)	70	70	1	75	76	76
Achats de pétrole brut et de produits	(634)	(144)	(778)	(778)	(387)	(55)	(442)	(442)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(145)	(52)	(197)		(65)	(109)	(174)	
Montant brut réalisé	1 837	4 793	6 630		1 172	3 265	4 437	
Frais de transport et de distribution	(143)	(195)	(338)	(338)	(100)	(177)	(277)	(277)
Prix obtenu	1 694	4 598	6 292		1 072	3 088	4 160	
Volume des ventes (kb)	21 272	38 561	59 833		17 888	38 507	56 395	
Prix obtenu par baril	79,60	119,27	105,16		59,91	80,21	73,78	

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.

Pour les périodes de neuf mois
closes les

	30 septembre 2022				30 septembre 2021			
(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères	Bitume non valorisé	Produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 799	14 667	20 466	20 466	3 748	9 334	13 082	13 082
Ajouter les redevances	746	2 555	3 301	3 301	221	661	882	882
Produits d'exploitation	6 545	17 222	23 767	23 767	3 969	9 995	13 964	13 964
Autres (pertes) produits	33	60	93	93	(63)	58	(5)	(5)
Achats de pétrole brut et de produits	(1 491)	(301)	(1 792)	(1 792)	(911)	(126)	(1 037)	(1 037)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(51)	(293)	(344)		(122)	(233)	(355)	
Montant brut réalisé	5 036	16 688	21 724		2 873	9 694	12 567	
Frais de transport et de distribution	(327)	(591)	(918)	(918)	(271)	(562)	(833)	(833)
Prix obtenu	4 709	16 097	20 806		2 602	9 132	11 734	
Volume des ventes (kb)	49 910	130 145	180 055		50 834	124 339	175 173	
Prix obtenu par baril	94,31	123,70	115,55		51,16	73,44	66,97	

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

Prix obtenus par le secteur E&P

Pour les trimestres clos les

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2022				30 septembre 2021			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	280	630	6	916	185	372	78	635
Ajouter les redevances	—	96	—	96	—	55	54	109
Produits d'exploitation	280	726	6	1 012	185	427	132	744
Frais de transport et de distribution	(7)	(12)	—	(19)	(8)	(13)	(2)	(23)
Prix obtenu	273	714	6		177	414	130	
Volume de ventes (kb)	1 984	5 475			2 058	4 613		
Prix obtenu par baril	137,29	130,37			85,29	90,23		

Pour les périodes de neuf mois closes les

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2022				30 septembre 2021			
	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P	E&P International	E&P Canada	Autres ^{1),2)}	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	844	1 776	190	2 810	600	1 123	146	1 869
Ajouter les redevances	—	289	147	436	—	183	188	371
Produits d'exploitation	844	2 065	337	3 246	600	1 306	334	2 240
Frais de transport et de distribution	(19)	(48)	—	(67)	(19)	(33)	(43)	(95)
Prix obtenu	825	2 017	337		581	1 273	291	
Volume de ventes (kb)	6 560	15 339			7 505	15 662		
Prix obtenu par baril	125,61	131,45			77,09	81,43		

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

2) La production liée aux activités de la Société en Libye est présentée selon un prix raisonnable dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion. Les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés sur la base de la participation directe qui est requise aux fins de la présentation dans les états financiers de la Société. La production, les produits et les redevances du troisième trimestre de 2022 ne tiennent compte d'aucune vente en Libye. Les produits des neuf premiers mois de 2022 tiennent compte d'une majoration de 252 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 148 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 104 M\$ comptabilisée sur une base consolidée. Les produits des neuf premiers mois de 2022 tiennent compte d'une majoration de 101 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 53 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 48 M\$ présentée sur une base consolidée. Les produits des neuf premiers mois de 2021 tenaient compte d'une majoration de 236 M\$ et d'une majoration compensatoire des redevances de 188 M\$ pour le secteur E&P, ainsi que d'une charge d'impôt sur le résultat de 48 M\$ comptabilisée sur une base consolidée.

11. Abréviations courantes

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

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoules
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheure

Lieux et devises

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

Contexte financier et commercial

T3	Trimestre clos le 30 septembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
SYN	Cours de référence du pétrole brut synthétique
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

12. Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme de l'information prospective et des énoncés prospectifs (collectivement appelés « énoncés prospectifs » aux présentes), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves; les répercussions négatives actuelles et potentielles de la pandémie de COVID-19, dont la situation entourant la pandémie et la possibilité que surviennent de prochaines vagues; 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 rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- les énoncés concernant l'accord conclu par Suncor visant l'acquisition de la participation directe de 21,3 % de Teck dans Fort Hills, y compris les avantages qui devraient en découler, le moment de la réalisation et l'opinion de Suncor selon laquelle l'acquisition s'insère bien dans sa stratégie et concorde avec l'accent mis sur ses actifs essentiels et qu'elle reflète sa confiance à l'égard de la valeur à long terme du projet Fort Hills;
- les énoncés à l'égard de Fort Hills, notamment ceux liés aux volumes attendus;
- les énoncés concernant la fourchette cible de dette nette de 12 G\$ à 15 G\$ visée par Suncor pour 2025, le fait que la Société s'estime toujours en bonne voie de respecter le cadre de répartition du capital qu'elle s'est fixée et le fait que la Société accroîtra la part allouée au rachat d'actions à 75 % d'ici la clôture du premier trimestre de 2023;
- le fait que Suncor s'engage à améliorer son rendement sur le plan de la sécurité et de l'exploitation, et les mesures qu'elle compte prendre pour ce faire afin de réaliser ses priorités en matière d'excellence opérationnelle, et l'objectif de Suncor visant à accroître sa rentabilité en concentrant ses investissements sur des initiatives à forte valeur ajoutée propices à l'atteinte de ses cibles en matière de flux de trésorerie disponibles supplémentaires tout en continuant à revoir et à simplifier son portefeuille pour optimiser ses activités de base;
- la prévision de Suncor selon laquelle la clôture de la vente de ses actifs éoliens et solaires aura lieu au premier trimestre de 2023 et ses attentes concernant le produit brut qu'elle en tirera, ainsi que les énoncés concernant la vente potentielle du portefeuille d'actifs du secteur E&P de Suncor au Royaume-Uni, y compris l'attente selon laquelle elle sera conclue d'ici 12 mois;
- les énoncés concernant l'examen stratégique du réseau d'établissements de détail des activités en aval de Suncor, notamment les objectifs, la méthodologie et le calendrier prévu de l'examen à effectuer;
- les énoncés concernant l'objectif de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles supplémentaires, notamment en ce qui a trait aux initiatives stratégiques qui devraient contribuer à l'atteinte de cet objectif, et le fait que la Société s'attend à dégager une tranche additionnelle de 400 M\$ au titre des flux de trésorerie supplémentaires en 2022, essentiellement grâce à la mise en œuvre d'initiatives axées sur le numérique, les processus et la technologie;
- le fait que Suncor estime que la vente des actifs en Norvège, la vente de ses actifs éoliens et solaires et la vente du portefeuille d'actifs du secteur E&P au Royaume-Uni lui permettront de concentrer davantage son attention sur ses activités de base;
- les attentes concernant l'exploitation de l'actif Syncrude par Suncor, notamment le fait que Suncor demeure en bonne voie de réaliser, en 2022, des synergies brutes annuelles de 100 M\$ pour les propriétaires de la coentreprise Syncrude ainsi que des synergies brutes annuelles supplémentaires de 200 M\$ en 2023-2024;
- le fait que Suncor a l'intention de continuer à respecter son cadre de répartition du capital, d'accélérer son plan de répartition du capital et d'affecter des flux de trésorerie disponibles supplémentaires conformément à celui-ci, tout en répartissant les fonds excédentaires entre les rachats d'actions et le remboursement de la dette selon le niveau de la dette nette et le moment où elle prévoit atteindre ce niveau de la dette nette;

- les énoncés concernant l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et le projet visant à prolonger la durée de vie de cet actif, notamment les énoncés selon lesquels l'actif est en voie de revenir au Canada au quatrième trimestre de 2022 et d'amorcer une reprise sécuritaire de ses activités au début de l'exercice 2023;
- les énoncés concernant l'ambition de Suncor d'atteindre la carboneutralité d'ici 2050 et l'opinion selon laquelle le projet de captage du carbone envisagé par l'Alliance Nouvelles voies sera une pièce maîtresse pour atteindre la carboneutralité.
- les énoncés entourant les travaux de maintenance planifiés, leur calendrier et les avantages qui devraient en découler;
- l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;
- les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2022, de l'ordre de 4,9 G\$ à 5,2 G\$, notamment le fait qu'elle estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le programme de dépenses en immobilisations et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents 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 et les attentes de Suncor quant à l'affectation de ses dépenses en immobilisations et aux avantages qui devraient en découler;
- 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 courir jusqu'à l'échéance du 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 l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- 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 concernant l'offre publique de rachat de la Société, notamment le montant, le calendrier et les modalités des rachats effectués dans le cadre de celle-ci, le fait que, selon le cours des actions ordinaires de la Société et autres facteurs déterminants, le rachat d'actions ordinaires de la Société pourrait s'avérer un investissement intéressant et avantageux pour la Société et ses actionnaires, et l'attente selon laquelle la décision d'attribuer de la trésorerie au rachat d'actions ne compromettra pas la stratégie à long terme de la Société;
- les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui a trait au taux d'impôt réglementaire au Royaume-Uni et au taux de change \$ CA/\$ US pour l'exercice complet, de même que les hypothèses à l'égard des perspectives concernant le contexte commercial en ce qui a trait au Brent Sullom Voe, au WTI à Cushing, au WCS à Hardisty, à la marge de craquage 2-1-1 au port de New York et au cours au comptant au carrefour AECO.

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

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

les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

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

Les facteurs influant sur les activités de notre 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 et les taux de change (notamment en raison des effets sur l'offre et la demande de la pandémie de COVID-19 et des actions de l'OPEP+); les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'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; le maintien d'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; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres

stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2021, la notice annuelle de 2021 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com 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 rapport de gestion 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.