

Rapport de gestion

Le 23 février 2022

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2021 et aux notes annexes. Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels et annuels et la notice annuelle datée du 23 février 2022 de Suncor (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, www.suncor.com. L'information présentée sur notre site Web ou reliée à celui-ci, même si le présent rapport de gestion y fait référence, ne fait pas partie intégrante du rapport de gestion.

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

Table des matières

16	Sommaire des données financières et d'exploitation
19	Aperçu de Suncor
23	Information financière
28	Résultats sectoriels et analyse
46	Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2021
49	Données financières trimestrielles
52	Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations
54	Situation financière et situation de trésorerie
59	Méthodes comptables et estimations comptables critiques
62	Facteurs de risque
75	Autres éléments
76	Mises en garde

Mode de présentation

Sauf indication contraire, toute l'information financière a été établie conformément aux Normes internationales d'information financière (les « IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB »).

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

Mesures financières hors PCGR

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 pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), la dette nette, le total de la dette, et les stocks selon 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 principes comptables généralement reconnus (les « PCGR »). Le résultat d'exploitation ajusté, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les stocks selon la méthode DEPS sont définis à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables établies conformément aux PCGR aux rubriques « Information financière » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le RCI, le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, les prix obtenus, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés, les flux de trésorerie disponibles, les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), la dette nette, le total de la dette, les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont décrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables

établies conformément aux PCGR, le cas échéant, à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » 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 les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures.

Conversions des mesures

Les volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e dans le présent rapport de gestion, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbeb selon le même ratio. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Conversions des mesures » du présent rapport de gestion.

Risques 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 à la rubrique « Facteurs de risque » du présent rapport de gestion.

Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs fondés sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Ces énoncés sont soumis à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion 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 lecteurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs figurant aux présentes, se reporter à la rubrique « Mises en garde – Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion.

1. Sommaire des données financières et d'exploitation

Sommaire des données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf les montants par action)	2021	2020	2019
Produits bruts	41 133	24 900	39 866
Redevances	(2 001)	(238)	(1 522)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	39 132	24 662	38 344
Résultat net	4 119	(4 319)	2 899
par action ordinaire ¹⁾	2,77	(2,83)	1,86
Résultat d'exploitation ajusté²⁾³⁾⁴⁾	3 805	(2 213)	4 418
par action ordinaire ⁵⁾	2,56	(1,45)	2,83
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾³⁾	10 257	3 876	10 818
par action ordinaire ⁵⁾	6,89	2,54	6,94
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	11 764	2 675	10 421
par action ordinaire ⁵⁾	7,91	1,75	6,69
Dividendes versés sur les actions ordinaires	1 550	1 670	2 614
par action ordinaire ⁵⁾	1,05	1,10	1,68
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 488	1 526	1 559
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 489	1 526	1 561
RCI²⁾ (%)	8,6	(6,9)	4,9
RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur²⁾⁶⁾ (%)	8,2	(2,9)	10,0
Dépenses en immobilisations⁷⁾	4 411	3 806	5 436
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	3 057	2 388	3 227
Dépenses en immobilisations liées aux investissements rentables	1 354	1 418	2 209
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)²⁾	5 590	(228)	4 914
État de la situation financière (au 31 décembre)			
Total de l'actif	83 739	84 616	89 435
Dette nette ²⁾	16 149	19 814	16 010
Total du passif ⁸⁾	36 726	38 310	36 856

1) De base et dilué par action.

2) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

4) En 2021, la Société a révisé son résultat d'exploitation ajusté, 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

5) De base et dilués par action.

6) Le RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur, aurait été de 8,2 % pour 2019, compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'impôt des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

7) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 144 M\$ en 2021, de 120 M\$ en 2020 et de 122 M\$ en 2019.

8) Tient compte de la dette à long terme, des obligations locatives à long terme, des autres passifs à long terme, des provisions et de l'impôt différé.

Sommaire des données d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Volumes de production¹⁾			
Sables pétrolifères – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel (kb/j)	468,6	466,2	485,6
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	175,6	127,2	184,8
Exploration et production (kbep/j)	87,5	101,7	106,8
Total	731,7	695,1	777,2
Prix de vente moyen obtenu²⁾³⁾⁴⁾ (\$/bep)			
Pétrole brut synthétique et diesel	77,73	43,83	70,68
Bitume non valorisé ²⁾	53,80	22,37	45,71
Ensemble des ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères (tous les produits)			
Exploration et production – Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	84,70	49,69	84,86
Exploration et production – International ⁵⁾ (\$/bep)	82,16	50,28	81,22
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	415,5	407,0	438,9
Taux d'utilisation des raffineries⁶⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	91	91	92
Ouest de l'Amérique du Nord	87	86	98
Total	89	88	95
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ³⁾⁷⁾ (\$/b)	36,85	25,30	40,45
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ³⁾⁷⁾ (\$/b)	30,90	28,65	36,80

- 1) À partir de 2020, la Société a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour afin de refléter ce changement.
- 2) À partir de 2020, la Société a revu la présentation des prix obtenus dans le secteur Sables pétrolifères afin de regrouper les prix obtenus pour chaque actif dans les catégories « Pétrole brut synthétique et diesel » ou « Bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les prix obtenus globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement. À partir de 2020, la Société a revu les prix obtenus pour le « bitume non valorisé » afin d'intégrer les activités médianes mises à profit pour optimiser sa capacité logistique et de refléter plus fidèlement la performance du flux de produits. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.
- 3) Comprend des mesures financières hors PCGR. Voir la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 4) Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances.
- 5) Les prix obtenus pour le secteur Exploration et production – International incluent les actifs du Royaume-Uni et de la Norvège mais excluent la Libye pour toutes les périodes de présentation.
- 6) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut traitée par les unités de distillation, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités. La capacité de traitement du pétrole brut pour 2021 s'est établie à 146 000 b/j à la raffinerie d'Edmonton, en hausse par rapport à 142 000 b/j pour 2020.
- 7) À partir de 2020, les marges brutes de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement.

Sommaire des résultats sectoriels

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Résultat net			
Sables pétrolifères	2 147	(3 796)	(427)
Exploration et production	1 285	(832)	1 005
Raffinage et commercialisation	2 178	866	3 000
Siège social et éliminations	(1 491)	(557)	(679)
Total	4 119	(4 319)	2 899
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾²⁾			
Sables pétrolifères	2 151	(2 265)	1 672
Exploration et production	890	13	1 141
Raffinage et commercialisation	2 170	882	2 922
Siège social et éliminations	(1 406)	(843)	(1 317)
Total	3 805	(2 213)	4 418
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés¹⁾			
Sables pétrolifères	6 846	1 986	6 061
Exploration et production	1 478	1 054	2 143
Raffinage et commercialisation	3 255	1 708	3 863
Siège social et éliminations	(1 322)	(872)	(1 249)
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	10 257	3 876	10 818
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	1 507	(1 201)	(397)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	11 764	2 675	10 421

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

2) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

2. Aperçu de Suncor

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, au Canada. Les activités de Suncor comprennent la mise en valeur, la production et la valorisation du secteur Sables pétrolifères; l'exploitation pétrolière et gazière extracôtière; le raffinage du pétrole au Canada et aux États-Unis et les réseaux de vente au détail et en gros de Petro-Canada (notamment la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques d'un océan à l'autre). Suncor met en valeur des ressources pétrolières tout en favorisant la transition vers un avenir à faibles émissions grâce à des investissements dans l'électricité, les carburants renouvelables et l'hydrogène. Suncor exerce également des activités liées à l'énergie renouvelable et 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 a été reconnue pour ses performances et la transparence de ses rapports dans l'indice de durabilité Dow Jones, la série d'indices FTSE4Good et par le CDP. Suncor fait également partie de l'indice boursier Global Compact 100 des Nations Unies. Les actions ordinaires de Suncor (symbole : SU) sont inscrites à la cote de la Bourse de Toronto (la « TSX ») et de la Bourse de New York (la « NYSE »).

Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion pour plus de précisions sur les secteurs d'activité de Suncor.

Stratégie de Suncor

Offrir des rendements concurrentiels et durables aux actionnaires est une priorité absolue de la Société, et nous visons à maximiser les rendements des actionnaires en concentrant nos efforts sur l'excellence opérationnelle, soutenue par la sécurité avant tout, sur la gestion rigoureuse du capital en investissant dans des projets de grande valeur et sur notre engagement en faveur de la gestion responsable des ressources et du développement durable. Nous estimons que notre engagement en matière de gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, ainsi que la solidité de notre bilan et de notre santé financière constituent le fondement de notre stratégie de répartition du capital, qui favorise la création de valeur à long terme et maximise le rendement pour les actionnaires. Nous estimons que Suncor est bien placée pour mettre en œuvre ces priorités grâce à ses atouts concurrentiels : sa solidité financière; des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères; des activités extracôtières qui procurent des flux de trésorerie diversifiés sur le plan géographique, une activité en aval hautement efficace et étroitement intégrée, soutenue par des circuits de vente concurrentiels; ainsi que ses investissements dans des projets axés sur le développement, le progrès technologique et l'innovation.

Les principales composantes de la stratégie de Suncor comprennent ce qui suit :

- **Favoriser la croissance des flux de trésorerie disponibles grâce à des investissements à rendement élevé** – Le plan de croissance et de mise en valeur de Suncor met de l'avant des projets et des initiatives très économiques qui sont en synergie avec nos capacités de base et qui devraient créer de la valeur à long terme pour la Société par la croissance des flux de trésorerie disponibles. Grâce à ses importantes réserves à longue durée de vie et à faible déplétion et à son expertise sectorielle, la Société peut mettre en œuvre des stratégies d'amélioration des actifs existants, dont l'optimisation du virage numérique de la mine, les avancées technologiques innovantes en matière de résidus miniers et le remplacement des chaudières à coke dans l'usine de base du secteur Sables pétrolifères par une centrale de cogénération. Nous réalisons de nouvelles économies de coûts structurels grâce à des initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement et à des investissements technologiques liés à nos activités de commercialisation et de négociation et à nos systèmes administratifs essentiels, qui visent à améliorer l'efficacité opérationnelle, à réduire structurellement les coûts et à améliorer la façon dont nous tirons parti des marges.
- **Optimiser la valeur par l'intégration et par un accès aux marchés** – Depuis les terrains miniers jusqu'aux stations-service, Suncor optimise sa rentabilité à chacune des étapes de la chaîne de valeur grâce au dynamisme régional des actifs du secteur Sables pétrolifères et à l'intégration des activités d'exploitation de sables pétrolifères avec son infrastructure médiane et ses actifs de raffinage. Notre vaste base d'actifs et notre flexibilité opérationnelle nous permettent d'optimiser la production en amont de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, tandis que nos actifs logistiques et nos circuits de vente étendus, portés par notre expertise en matière de négociation et de commercialisation, nous permettent de dégager une valeur ajoutée grâce à la progression de notre quote-part de la production en aval de la chaîne de valeur. Par le truchement de cette infrastructure médiane et de ce réseau commercial et grâce à sa diversité géographique, la Société peut maximiser la production de pétrole brut et le taux d'utilisation des raffineries en assurant l'organisation de points de vente tout en obtenant le prix de référence en vigueur sur les marchés mondiaux pour la majeure partie de sa production.
- **Maximiser la valeur et réduire structurellement les coûts en tablant sur l'excellence opérationnelle et la fiabilité des actifs** – Suncor s'efforce de tirer le maximum de ses actifs en misant sur l'excellence opérationnelle, c'est-à-dire en exerçant ses activités d'une manière sécuritaire, fiable, rentable et responsable sur le plan environnemental, tout en conservant une gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations. Nous pensons que le fait de nous concentrer sur les investissements qui génèrent des réductions structurelles de nos besoins en capitaux, tout en continuant à mettre l'accent sur l'amélioration de la productivité et de la fiabilité, permettra de réduire structurellement les coûts et les besoins en capitaux de maintien

et devrait nous aider à tirer une valeur maximale de nos activités. La prise en charge par Suncor de l'exploitation de l'actif Syncrude le 30 septembre 2021 a constitué une étape essentielle vers la réduction structurelle des coûts en favorisant une intégration, une efficacité et une concurrence accrues des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société. Les pipelines d'interconnexion entre l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et Syncrude contribuent à l'avantage régional de la Société en matière de sables pétrolifères, en offrant une flexibilité sur le plan de l'exploitation et en favorisant une plus grande fiabilité.

- **Être un chef de file en matière de développement durable et d'expansion de l'énergie à l'échelle mondiale** – L'approche intégrée de Suncor en matière de développement durable comprend les éléments suivants : un leadership et une collaboration au sein de l'industrie pour favoriser la performance environnementale, un renforcement de la responsabilité sociale et de la sécurité, soutenu par une gouvernance forte et un engagement à créer de la valeur pour nos parties prenantes. Notre objectif est de devenir une entreprise à zéro émission de gaz à effet de serre (« GES ») d'ici 2050 et nous avons fixé des objectifs ambitieux à court terme pour réduire les émissions dans l'ensemble de notre chaîne de valeur. Nous voulons contribuer de manière substantielle aux objectifs zéro émission de la Société en réduisant les émissions dans nos activités de base, en étendant nos activités énergétiques à faibles émissions et en collaborant avec d'autres pour réduire les émissions. Nous étendons nos activités énergétiques à faibles émissions grâce à des investissements qui sont technologiquement matures et économiquement viables et qui sont en synergie avec notre chaîne de valeur intégrée existante. Nos investissements dans l'expansion des activités énergétiques viendront compléter nos capacités de base existantes, grâce à la génération à faibles émissions de carbone, à l'expansion de la production d'hydrogène propre et à l'intensification de nos activités existantes dans le secteur des carburants liquides renouvelables.
- **Miser sur les technologies et les gens** – Suncor met l'accent sur le changement de sa culture et le recours aux technologies pour accroître son rendement et sa fiabilité, lesquels s'avèrent absolument essentiels à l'objectif qu'elle s'est fixé d'atteindre l'excellence en matière d'exploitation. Il importe que Suncor arrive à libérer le plein potentiel de ses gens et de ses technologies pour remplir ses objectifs d'ordre environnemental, opérationnel et financier.

Faits saillants de 2021

Suncor a dépassé ses objectifs de redistributions aux actionnaires pour l'exercice et redistribué un total de 3,9 G\$, rachetant les actions ordinaires de la Société au taux annuel le plus élevé de son histoire et augmentant le dividende de 100 % au quatrième trimestre.

- Suncor a versé un montant de 1,6 G\$ en dividendes en 2021, ce qui témoigne de la confiance qu'inspirent à la direction la capacité de la Société à dégager de la trésorerie et son engagement à accroître les rendements pour les actionnaires. La Société a augmenté son dividende par action de 100 % au quatrième trimestre et, de ce fait, l'a rétabli au niveau de 2019, soit 0,42 \$ par action.
- En 2021, la Société a intensifié son programme de rachat d'actions, rachetant ses actions ordinaires au taux annuel le plus élevé de son histoire. Depuis le lancement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités en février 2021, la Société a racheté pour 2,3 G\$ de ses actions ordinaires, ce qui représente environ 84 millions d'actions ordinaires à un cours moyen de 27,45 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 5,5 % des actions ordinaires de Suncor au 31 janvier 2021.
- Après la clôture de l'exercice, la Société a racheté une tranche supplémentaire de 0,5 % de ses actions ordinaires jusqu'au 7 février 2022, et a renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, dont la durée s'étend du 8 février 2022 au 7 février 2023, en vue du rachat d'un maximum d'environ 5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 janvier 2022.

En 2021, Suncor a accéléré la poursuite de ses objectifs de réduction de la dette nette¹⁾ et a réduit la dette nette à un rythme sans précédent, ce qui la ramène à ses niveaux de 2019.

- En 2021, Suncor a atteint ses objectifs de réduction de la dette nette¹⁾ en réduisant la dette nette de 3,7 G\$, un record annuel à ce jour, ce qui ramène la dette nette à ses niveaux de 2019 pour la situer à 16,1 G\$. La Société poursuit ses efforts de réduction de la dette nette en vue d'atteindre les objectifs qu'elle s'est fixés pour 2025 et 2030, et, après la clôture de l'exercice, elle a exercé les options de rachat anticipé sur ses billets d'un montant de 182 M\$ US, assortis d'un taux d'intérêt de 4,50 %, dont l'échéance initiale était établie au deuxième trimestre de 2022.
- En 2021, la Société a annulé des facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ qui n'étaient plus nécessaires étant donné qu'elles avaient été conclues en mars et en avril 2020 afin d'assurer que la Société dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19, ce qui témoigne de la confiance qu'inspire à la direction la capacité de la Société à dégager de la trésorerie.

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

En 2021, Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés¹⁾ de 10,3 G\$, soit le deuxième montant le plus élevé jamais inscrit par la Société à cet égard, ce qui rend compte de la capacité de son modèle intégré à dégager d'excellents résultats. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société en 2021 ont représenté le montant le plus élevé de son histoire.

- En 2021, Suncor a généré des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés de 10,257 G\$, ou 6,89 \$ par action ordinaire, en comparaison de 3,876 G\$, ou 2,54 \$ par action ordinaire pour l'exercice précédent. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, compte tenu des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 11,764 G\$, ou 7,91 \$ par action en 2021, en comparaison de 2,675 G\$, ou 1,75 \$ par action ordinaire pour l'exercice précédent. Cette hausse découle de l'amélioration du contexte commercial ainsi que de l'augmentation de la production de pétrole brut et du débit de traitement des raffineries pendant l'exercice à l'étude, malgré la réalisation, au cours de cette période, du plus important programme de maintenance annuel de l'histoire de la Société.
- Suncor a inscrit un bénéfice d'exploitation ajusté¹⁾ de 3,805 G\$ pour 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 2,213 G\$ pour l'exercice précédent. La Société a inscrit un bénéfice net de 4,119 G\$ en 2021, en comparaison d'une perte nette de 4,319 G\$ pour l'exercice précédent.

Le secteur Sables pétroliers a dégagé des fonds provenant des activités d'exploitation annuels de plus de 6,8 G\$, un montant record, notamment en affichant une production *in situ* sans précédent, en maximisant la valeur grâce à l'excellente fiabilité des actifs et en tirant parti de la force de son modèle d'affaires intégré, le tout, en menant à bien le plus important programme de maintenance annuel de l'histoire de la Société.

- Le secteur Sables pétroliers a dégagé des fonds provenant des activités d'exploitation records de 6,846 G\$, contre 1,986 G\$ pour l'exercice précédent, à la faveur du redressement des cours du pétrole brut et de l'excellente fiabilité de l'ensemble de ses actifs en 2021.
- En 2021, les volumes de production du secteur Sables pétroliers de Suncor ont totalisé 644 200 b/j, soit les deuxièmes volumes de production les plus élevés qu'elle ait jamais atteints dans ce secteur, grâce à la performance inégalée des actifs *in situ* de la Société, notamment à Firebag, à la suite d'une augmentation de la capacité nominale de l'installation au cours de l'exercice précédent.
- La production de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 468 600 b/j pour 2021, la deuxième la plus élevée de son histoire, grâce à un taux d'utilisation de l'usine de valorisation de 87 % malgré l'incidence des importants travaux de révision réalisés au cours de l'exercice, ce qui démontre la valeur de l'intégration et de la polyvalence des actifs de la Société et rend compte des efforts soutenus

qu'elle déploie pour maximiser la valeur de ses barils. La production de bitume non valorisé de la Société s'est élevée à 175 600 b/j pour 2021, en hausse de 38 % par rapport à celle de l'exercice précédent, la croissance de la production de bitume non valorisé mis sur le marché ayant été soutenue par la grande efficacité des activités minières à l'usine de base du secteur Sables pétroliers, qui a fait en sorte que l'installation de valorisation a utilisé moins de volumes provenant de Firebag et plus de volumes provenant du secteur Sables pétroliers.

- Fort Hills a repris une exploitation à deux trains vers la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est en bonne voie d'exploiter l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % pendant tout l'exercice 2022.
- En 2021, la Société a mis l'accent sur la sécurité et la fiabilité de ses activités en menant à bien le plus important programme de maintenance annuel de son histoire dans l'ensemble de ses actifs, dont d'importants travaux de révision planifiés d'une durée de cinq ans à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétroliers et d'importants travaux de révision à Syncrude.

La Société a réalisé des progrès notables en vue de créer des synergies entre ses actifs du secteur Sables pétroliers tout en poursuivant ses objectifs de développement durable.

- Le 30 septembre 2021, Suncor a pris le relais avec succès à titre d'exploitant de l'actif Syncrude, une étape cruciale pour améliorer l'intégration, l'efficacité et la compétitivité de tous les actifs qu'elle exploite dans la région, en renforçant sa position régionale avantageuse dans le secteur Sables pétroliers. Les propriétaires de la coentreprise s'attendent à ce que Suncor, en assumant le rôle d'exploitant, obtienne une valeur accrue pour les propriétaires grâce à l'amélioration du rendement au chapitre de l'exploitation, de l'efficacité et de la compétitivité.
- Au cours de l'exercice, Suncor a annoncé, conjointement avec huit communautés autochtones, la mise sur pied d'Astisiy Limited Partnership (« Astisiy »), qui a acquis une participation de 15 % dans Northern Courier Pipeline. Le pipeline, qui relie l'actif de Fort Hills au parc de stockage Est de Suncor, est maintenant exploité par Suncor et devrait fournir aux huit communautés autochtones un revenu fiable pour les décennies à venir.

Le secteur Exploration et production (« E&P ») renforce l'attention portée à la gestion rigoureuse du capital en se concentrant sur des projets à faible intensité de capital qui procurent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme appréciables.

- En 2021, Suncor a conclu une entente avec les coentrepreneurs du projet Terra Nova en vue de restructurer la propriété du projet et d'aller de l'avant avec le projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif, ce qui devrait prolonger la durée de production du champ

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

d'environ 10 ans. Dans la foulée de l'entente, Suncor a augmenté sa participation dans le projet pour la faire passer d'environ 10 % à 48 %. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova se trouve en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance. Elle devrait être de retour au Canada et reprendre ses activités avant la fin de 2022.

- La phase 2 de Buzzard, qui prolongera la durée de production du champ existant, a produit ses premiers barils de pétrole au cours du quatrième trimestre de 2021. La phase 2 de Buzzard devrait atteindre sa capacité maximale en 2022 et ainsi ajouter une production brute d'environ 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) à la production existante de Buzzard.
- La Société a réalisé la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un produit brut de 250 M\$ US, déduction faite des ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture, et une contrepartie éventuelle future d'au plus 50 M\$ US. La date de prise d'effet de cette vente était le 1^{er} janvier 2021. Cette vente renforce l'attention constante accordée par Suncor à la gestion rigoureuse du capital tout en lui permettant d'affecter des ressources à ses actifs essentiels et de maximiser les redistributions aux actionnaires.

Le secteur Raffinerie et commercialisation (« R&C ») de Suncor a atteint un taux d'utilisation des raffineries de 89 % pour 2021, surpassant sans cesse la moyenne de l'industrie canadienne du raffinage du pétrole, malgré l'exécution de travaux de révision dans toutes ses raffineries et la faiblesse persistante de la demande canadienne.

- Suncor a tiré parti de la composition de la production de ses raffineries, de la souplesse de son réseau logistique médian, de son solide réseau de vente pancanadien dont fait partie son réseau de vente au détail, de ses capacités d'exportation et de sa capacité de stockage afin d'atteindre un débit de traitement du brut par les raffineries de 415 500 b/j en 2021, contre 407 000 b/j pour l'exercice précédent, ainsi que des taux d'utilisation des raffineries parmi les plus élevés de l'industrie, soit 89 %, contre 88 % pour l'exercice précédent.

- En dépit des travaux de révision menés dans l'ensemble des raffineries de la Société, ses raffineries du Canada ont dépassé la moyenne de l'industrie canadienne du raffinage de plus de 12 %¹⁾ au cours de l'exercice.
- Pour 2021, le secteur R&C a inscrit un montant de 3,255 G\$ au titre des fonds provenant des activités d'exploitation ajustés, contre 1,708 G\$ pour l'exercice précédent, et un montant de 2,170 G\$ au titre du résultat d'exploitation ajusté, contre 882 M\$ pour l'exercice précédent. En 2021, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de 795 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence négative de 384 M\$ après impôt pour 2020.

La Société a annoncé sa volonté stratégique de réduire ses émissions de GES à zéro d'ici 2050 et s'est rapprochée de son objectif grâce à des investissements stratégiques dans les nouvelles technologies, qui sont en synergie avec sa chaîne de valeur intégrée déjà existante.

- La Société a annoncé sa nouvelle volonté stratégique de réduire ses émissions de GES à zéro d'ici 2050 et de contribuer largement aux ambitions sociétales de zéro émission nette. Elle s'est fixé des objectifs à court terme de réduction absolue des émissions afin de s'aligner sur sa volonté de réduire ses émissions à zéro et elle prévoit atteindre ses objectifs en réduisant les émissions de ses activités de base, en investissant dans des projets et des technologies à faibles émissions, et en adoptant des mesures pour réduire les autres types d'émissions.
- En 2021, Suncor, de concert avec des partenaires industriels représentant plus de 90 % de la production de sables pétrolifères au Canada, a fait l'annonce de l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres, qui vise à travailler de pair avec les gouvernements fédéral et albertain pour atteindre une cible de zéro émission nette de GES d'ici 2050.
- En 2021, la Société a intensifié ses investissements dans les technologies propres, notamment grâce à un placement en capitaux propres dans Svante Inc., une entreprise canadienne de capture du carbone qui cherche à mettre au point une technologie de captage du CO₂ issu des activités industrielles à moindre coût, et grâce à une augmentation de ses investissements dans l'usine Recyclage Carbone Varennes.

1) Source : Régie de l'énergie du Canada – <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/petrole-brut-produitspetroliers/statistiques/sommaires-donnees-charges-hebdomadaires.html>.

3. Information financière

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net de 4,119 G\$ en 2021, en comparaison d'une perte nette de 4,319 G\$ en 2020. Le résultat net reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont décrits ci-dessous. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de 2021 et de 2020 comprennent ceux décrits ci-après.

- La Société a inscrit dans les charges financières un profit de change latent à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 113 M\$ (101 M\$ après impôt) en 2021, en comparaison d'un profit de 312 M\$ (286 M\$ après impôt) en 2020.
- En 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- En 2021, la Société a inscrit une charge de restructuration de 168 M\$ (126 M\$ après impôt) liée à la réduction des effectifs dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations.
- En 2021, la Société a comptabilisé une perte de 80 M\$ (60 M\$ après impôt) liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme comptabilisée dans les charges financières du secteur Siège social et éliminations.
- En 2021, la Société a comptabilisé dans le secteur E&P un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.
- En 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part dans les actifs de Fort Hills, dans son secteur Sables pétrolifères, et des pertes de valeur hors trésorerie de 1,119 G\$ (845 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova, dans le secteur E&P, en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut en 2020 consécutive à la baisse de la demande mondiale attribuable à l'incidence de la pandémie de COVID-19, de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose et des modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production.
- En 2020, dans le secteur Sables pétrolifères, la Société a comptabilisé une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.

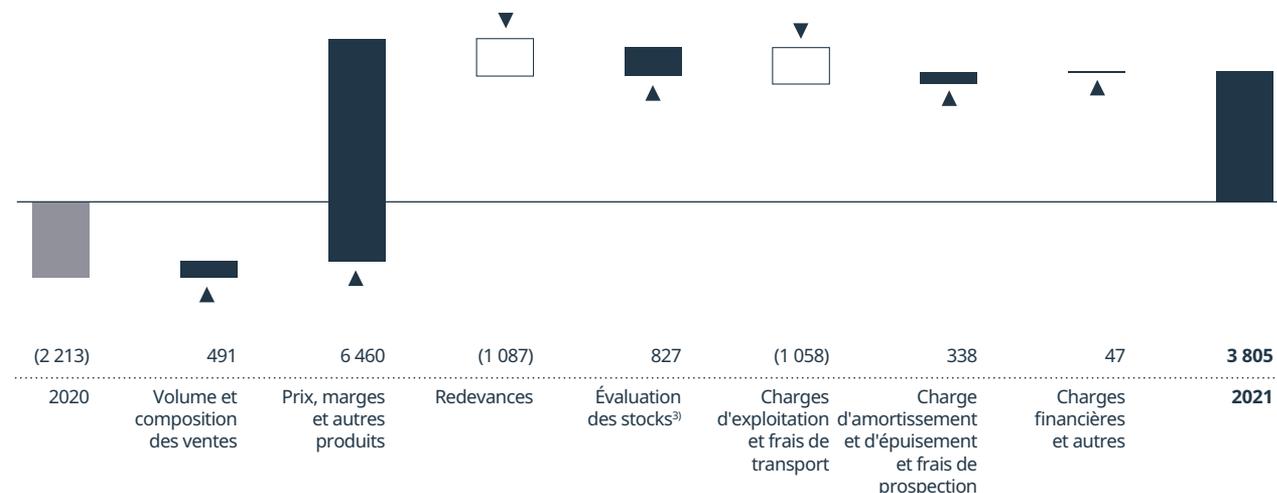
Résultat d'exploitation ajusté

Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté consolidé¹⁾²⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Résultat net	4 119	(4 319)	2 899
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(101)	(286)	(590)
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques ²⁾	(4)	29	60
(Reprise) dépréciation d'actifs ³⁾	(168)	2 221	3 352
Charge de restructuration	126	—	—
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	60	—	—
Profit sur cessions importantes ⁴⁾	(227)	—	(187)
Provision liée au projet d'oléoduc	—	142	—
Incidence des ajustements du taux d'impôt sur l'impôt différé ⁵⁾	—	—	(1 116)
Résultat d'exploitation ajusté¹⁾²⁾	3 805	(2 213)	4 418

- 1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) En 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie de 3,716 G\$ (2,803 G\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison d'une révision à la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie de 521 M\$ (393 M\$ après impôt) liées à White Rose en raison d'une révision à la hausse des dépenses en immobilisations estimatives liées au projet d'extension ouest de White Rose.
- 4) En 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc., dans le secteur E&P, pour un produit de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). L'exercice 2019 tient également compte d'un profit de 65 M\$ (48 M\$ après impôt) découlant de la vente de certains actifs non essentiels.
- 5) En 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'impôt des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.

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



- 1) Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») et aux activités de gestion du risque marchandises à court terme présentées dans le secteur R&C, et les modifications au profit intersectoriel éliminées présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Le résultat d'exploitation ajusté consolidé de Suncor s'est accru pour atteindre 3,805 G\$ en 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 2,213 G\$ pour l'exercice précédent. En 2021, les prix obtenus pour la production de pétrole brut et de produits raffinés ont augmenté considérablement par rapport à l'exercice précédent, en raison des importantes répercussions de la pandémie de COVID-19 et de l'augmentation de l'offre de brut OPEP+. De même, l'amélioration du contexte commercial en 2021 s'est traduite par une incidence nette favorable de la révision de l'évaluation des stocks sur les prix des charges d'alimentation du brut. Le résultat d'exploitation ajusté pour 2021 a également été influencé favorablement par la hausse de la production de brut et le débit de traitement des raffineries.

Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par une hausse des redevances découlant principalement de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'augmentation des charges d'exploitation et des frais de transport. La perte d'exploitation ajustée de l'exercice précédent reflétait l'incidence négative de la baisse considérable de la demande de carburant de transport et d'une perte nette liée à l'évaluation des stocks, partiellement contrebalancées par des coûts moindres en raison de la pandémie de COVID-19.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 10,257 G\$ en 2021, en comparaison de 3,876 G\$ en 2020, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont élevés à 11,764 G\$ en 2021, en comparaison de 2,675 G\$ en 2020, et ils reflètent une entrée de trésorerie au cours de l'exercice considéré comparativement à une sortie de trésorerie au cours de l'exercice précédent. La source de trésorerie en 2021 est principalement attribuable à une augmentation nette des impôts à payer liée à la charge d'impôt sur le résultat de 2021 de la Société, qui est payable au début de 2022, à la réception du remboursement de l'impôt fédéral sur le revenu de 2020 de la Société ainsi qu'à une augmentation des fournisseurs et des charges à payer, partiellement contrebalancées par une augmentation des créances découlant d'une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut durant l'exercice.

Comparaison des résultats de 2020 avec ceux de 2019

Suncor a inscrit une perte nette de 4,319 G\$ en 2020, contre un bénéfice net de 2,899 G\$ en 2019. La diminution du résultat net est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus, de même qu'aux ajustements du résultat net qui ont influé sur les exercices 2020 et 2019 et qui sont décrits en détail ci-dessus.

Suncor a inscrit une perte d'exploitation ajustée consolidée de 2,213 G\$ en 2020, en comparaison d'un résultat d'exploitation ajusté de 4,418 G\$ en 2019. En 2020, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement, les cours de référence du pétrole brut et les marges de craquage en 2020 ayant reculé de plus de 30 % par rapport à l'exercice précédent en raison des répercussions

de la pandémie de COVID-19 et des problèmes liés à l'offre de l'OPEP+. La baisse de la demande des consommateurs pour les produits raffinés s'est traduite par une demande moindre de pétrole brut ainsi que par un recul généralisé des volumes de production en amont et du débit de traitement du brut, la Société ayant revu ses activités pour s'adapter à cette évolution de la demande. Les résultats de 2020 ont également subi l'incidence d'une perte liée à la méthode PEPS découlant d'une baisse de la valeur des charges d'alimentation des raffineries. Cette perte d'exploitation ajustée a été atténuée par la diminution des coûts liée à une baisse de la production et par les mesures de réduction des coûts mises en œuvre en 2020. Le résultat d'exploitation ajusté de 2019 tenait compte du produit d'assurance lié aux actifs de la Société en Libye.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 3,876 G\$ en 2020, en comparaison de 10,818 G\$ en 2019, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont élevés à 2,675 G\$ en 2020, en comparaison de 10,421 G\$ en 2019, et ils reflètent une sortie de trésorerie plus importante prise en compte dans le fonds de roulement par rapport à 2019, laquelle est surtout attribuable à la diminution des soldes des dettes fournisseurs découlant d'une baisse des charges d'exploitation et à une augmentation des soldes d'impôts à recevoir attribuable au report en arrière de pertes fiscales, qui ont été reçus en 2021.

Contexte commercial

Les cours des marchandises, les marges de craquage de raffinage et les taux de change constituent les principaux facteurs qui influent sur le résultat d'exploitation de Suncor.

Moyenne pour les exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	67,95	39,40	57,05
Pétrole brut Brent daté (\$ US/b)	70,75	41,65	64,30
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	6,85	6,35	6,45
MSW à Edmonton (\$ CA/b)	80,30	45,60	69,20
WCS à Hardisty (\$ US/b)	54,90	26,85	44,25
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty (\$ US/b)	(13,05)	(12,55)	(12,80)
Écart pétrole synthétique/WTI (\$ US/b)	(1,65)	(3,15)	(0,60)
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	68,25	37,15	52,85
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/kpi ³)	3,65	2,25	1,75
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$ CA/MWh)	101,95	46,70	54,90
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	19,40	11,75	19,90
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	17,75	8,05	17,05
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	23,15	14,05	24,45
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	18,00	9,90	19,15
Obligation à l'égard des volumes renouvelables aux États-Unis (\$ US/b)	6,77	2,48	1,20
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,80	0,75	0,75
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,79	0,78	0,77

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.

En 2021, les cours de référence pour le pétrole brut et les marges de craquage se sont améliorés par rapport à ceux de 2020, qui avaient été fortement influencés par une baisse sans précédent de la demande de carburant de transport en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux

reflètent l'incidence favorable d'une hausse du prix du WTI à Cushing en 2021, qui s'est établi à 67,95 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 39,40 \$ US/b à l'exercice précédent. 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, et 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 80,30 \$/b en 2021, alors qu'il était de 45,60 \$/b en 2020,

tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 54,90 \$ US/b en 2021, alors qu'il était de 26,85 \$ US/b en 2020.

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 en 2021 par rapport à 2020, mais ont été plus élevés qu'à 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 70,75 \$ US/b en 2021, en comparaison de 41,65 \$ US/b en 2020.

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 interne est une valeur unique calculée selon 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, ainsi que les avantages liés à l'emplacement, à la qualité et aux différences de teneur et aux marges de commercialisation. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte 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 du 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.

En 2021, les marges de craquage de référence 2-1-1 au port de New York et à Chicago ont augmenté par rapport à celles de 2020 en raison de la demande accrue pour les carburants de transport 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 26,55 \$ US/b pour 2021, contre 19,95 \$ US/b pour 2020, en raison principalement de l'augmentation 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 3,65 \$ le kpi³ en 2021, en hausse comparativement à 2,25 \$ le kpi³ à l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les activités 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 par baril liées aux activités du secteur Sables pétrolifères. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 101,95 \$/MWh en 2021, a augmenté par rapport à celui de 46,70 \$/MWh enregistré à l'exercice précédent.

La majeure partie des produits des activités ordinaires de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les prix de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. En 2021, le dollar canadien s'est raffermi par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,80 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,75 \$ US pour un dollar canadien en 2020. Cette hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société en 2021 par rapport à ceux obtenus en 2020.

À l'inverse, certains actifs et des passifs de Suncor, notamment environ 60 % 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.

Sensibilités aux facteurs économiques¹⁾²⁾

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les fonds provenant de l'exploitation ajustés³⁾ de 2021 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Incidence sur le résultat net de 2021	Incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾ de 2021
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	200	200
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi ³⁾⁴⁾	(25)	(25)
WTI rétrécissement de l'écart léger/lourd +1,00 \$ US/b	15	15
Marges de craquage 2-1-1 +1,00 \$ US/b	140	140
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation ⁵⁾	(180)	(180)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +\$0,01 \$ US/\$ CA	150	—

- 1) Chaque poste du tableau montre l'incidence de la variation de cette variable seulement, toutes les autres variables demeurant constantes.
- 2) Lorsqu'une variable varie, cela suppose que toutes les variables similaires sont touchées, de sorte que les prix moyens réalisés par Suncor augmentent uniformément. Par exemple, le poste « Pétrole brut +1,00 \$ US/b » suppose que l'ensemble des prix obtenus qui sont influencés par le cours du WTI, du Brent, du pétrole brut synthétique, du WCS, du brut au pair à Edmonton et du condensat augmentent de 1,00 \$ US/b.
- 3) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 4) L'exposition de la Société à la hausse des coûts du gaz naturel est partiellement contrebalancée par l'augmentation des produits provenant des ventes d'électricité, dont il n'est pas tenu compte dans l'analyse de sensibilité ci-dessus.
- 5) Compte non tenu de l'incidence du change sur la dette libellée en dollars américains.

4. Résultats sectoriels et analyse

Suncor a classé ses activités dans les secteurs suivants :

Sables pétrolifères

Les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor, qui comportent des actifs situés dans la région des sables pétrolifères de l'Athabasca, dans le nord-est de l'Alberta, consistent à produire du bitume provenant des projets miniers et des activités *in situ*. Le bitume est soit valorisé pour le transformer en pétrole brut synthétique destiné aux charges d'alimentation des raffineries et en combustible diesel, soit mélangé avec du diluant comme charges d'alimentation des raffineries ou en vue de sa vente directe sur le marché par l'intermédiaire de l'infrastructure médiane de la Société et de ses activités de commercialisation. Le secteur comprend la commercialisation, l'approvisionnement, le transport et la gestion des risques du pétrole brut, du gaz naturel, de l'électricité et des sous-produits. Le secteur Sables pétrolifères comprend les éléments suivants :

- Les **activités du secteur Sables pétrolifères** comprennent les actifs liés aux activités d'exploitation et d'extraction minières, aux activités de valorisation et aux activités *in situ*, ainsi que les actifs de logistique, de mélange et d'entreposage connexes que Suncor détient et exploite dans la région riche en sables pétrolifères d'Athabasca. Les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent les suivantes :
 - Le secteur **Sables pétrolifères – Activités de base** comprend les activités d'exploitation et d'extraction minières menées à la mine Millennium et dans le prolongement nord de la mine Steepbank, deux installations de valorisation intégrées désignées comme les unités de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, les installations liées à l'énergie, les installations liées à la remise en état et les installations de stockage et le projet d'interconnexion des pipelines pour relier l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude.
 - Les **activités *in situ*** comprennent la production de bitume provenant des sables pétrolifères des projets Firebag et MacKay River ainsi que l'infrastructure connexe, notamment les installations de traitement centralisé, les unités de cogénération, l'infrastructure servant au transport des produits, l'infrastructure servant à l'importation du diluant, les actifs de stockage et les installations de refroidissement et de mélange du bitume. Les activités *in situ* comprennent également des occasions de mise en valeur qui pourraient venir soutenir la production *in situ* au cours des années à venir, notamment dans Meadow Creek (75 %), Lewis (100 %), OSLO (77,78 %), Gregoire (100 %), diverses participations dans Chard (allant de 25 % à 50 %) et une participation de non-exploitant dans Kirby (10 %). La production *in situ* est valorisée à l'usine de base

du secteur Sables pétrolifères, ou mélangée à du diluant et commercialisée directement auprès de la clientèle.

- **Fort Hills** comprend la participation de 54,11 % de la Société dans les activités d'exploitation et d'extraction minières de Fort Hills, dont elle est l'exploitant, ainsi que le projet d'agrandissement du parc de stockage Est, dans lequel Suncor détient une participation de 51 % et dont elle est l'exploitant.
- **Syncrude** désigne la participation de 58,74 % de Suncor dans les activités d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères menées par la Société. Suncor a agi à titre d'exploitant de l'entreprise commune le 30 septembre 2021.

Exploration et production

Le secteur E&P de Suncor comprend les activités extracôtières au large de la côte Est du Canada, dans la mer du Nord, dans la mer de Norvège et dans la portion norvégienne de la mer du Nord ainsi que les actifs terrestres situés en Libye et en Syrie. Ce secteur englobe également les activités de commercialisation du pétrole brut et du gaz naturel et la gestion des risques qui y sont associés.

- Les activités d'**E&P Canada** comprennent la participation directe de 48 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant, même si la production à Terra Nova est interrompue depuis le quatrième trimestre de 2019. Au troisième trimestre de 2021, une nouvelle convention de propriété ayant pour effet de faire passer la participation directe de Suncor de 37,675 % à 48 % a été finalisée, et la décision d'aller de l'avant avec le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif a été prise. La Société prévoit une reprise des activités de manière fiable et sécuritaire d'ici la fin de 2022. Suncor détient également des participations de non-exploitant dans Hibernia (participation de 20 % dans le projet de base et participation de 19,485 % dans l'unité d'extension sud d'Hibernia), dans White Rose (participation de 27,5 % dans le projet de base et participation de 26,125 % dans les projets d'extension) et dans le projet Hebron (participation de 21,034 %). En 2021, Suncor a augmenté sa participation à titre de non-exploitant de l'unité d'extension sud d'Hibernia pour la faire passer, après réévaluation, de 19,19 % en 2020 à 19,485 % en 2021. Suncor a également conclu en 2021 un accord conditionnel en vue d'accroître sa participation dans l'actif de White Rose pour la faire passer de 12,5 % à environ 40 %, sous réserve d'un certain nombre de conditions, dont une décision de relance économique, par l'exploitant, du projet d'extension ouest de White Rose d'ici la mi-2022. La Société détient également des participations dans plusieurs autres permis d'exploration et licences de découverte importante au large de Terre-Neuve-et-Labrador.

- Les activités d'**E&P International** comprennent les participations de non-exploitant de Suncor dans Buzzard (29,89 %), dans le projet Oda (30 %), dans le projet Fenja (17,5 %) et dans le projet de mise en valeur future Rosebank (40 %). Au cours du quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle situé dans la portion britannique de la mer du Nord. Les projets Buzzard et Rosebank sont menés dans la portion britannique de la mer du Nord, tandis que le projet Oda et le projet Fenja sont menés dans la portion norvégienne de la mer du Nord et le projet Fenja, dans la mer de Norvège. En Libye, la Société détient, aux termes de contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP »), des participations directes dans des projets de prospection et de mise en valeur de champs pétrolifères situés dans le bassin Sirte. La production en Libye est restée stable en 2021, bien qu'à des taux réduits. On ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités en Libye reprendront leur cours normal en raison de l'agitation politique qui perdure dans ce pays. En Syrie, Suncor détient, aux termes d'un contrat de partage de la production, une participation dans le projet de mise en valeur gazière Ebla, où les activités ont été suspendues indéfiniment en 2011, en raison de l'agitation politique dans le pays.
- Les autres actifs liés aux activités de raffinage et d'approvisionnement, qui comprennent des participations dans des installations pétrochimiques et dans une usine de récupération du soufre situées à Montréal (Québec), dans des pipelines et des terminaux de produits situés au Canada et aux États-Unis, et dans l'usine d'éthanol de St. Clair (Ontario).
- Les **activités de commercialisation** comprennent la vente de produits pétroliers raffinés à des clients des circuits de détail essentiellement par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous la bannière Petro-Canada^{MC} au Canada, et d'autres stations-service de détail appartenant à la Société affiliées à d'autres bannières internationales aux États-Unis. Cela comprend aussi la Transcanadienne électrique^{MC}, un réseau de bornes de recharge rapide de véhicules électriques d'un océan à l'autre. Les activités de commercialisation de la Société comprennent également la vente de produits pétroliers raffinés par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et à d'autres clients des circuits commerciaux et industriels, y compris d'autres clients des circuits de détail au Canada et aux États-Unis.

Raffinage et commercialisation

Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor comprend deux grandes catégories d'activités : les activités de raffinage, d'approvisionnement et de commercialisation dont il est fait mention ci-dessous, ainsi que l'infrastructure soutenant la commercialisation, la fourniture de produits raffinés, de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de sous-produits et la gestion des risques qui y est associée. Ce secteur comprend également la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité.

- Les activités de **raffinage et d'approvisionnement** consistent à raffiner du pétrole brut et des charges d'alimentation intermédiaires en vue de les transformer en divers produits pétroliers et pétrochimiques. Ces activités englobent les suivantes :
 - Les activités menées dans l'**est de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie d'une capacité de 137 kb/j située à Montréal (Québec) et d'une raffinerie d'une capacité de 85 kb/j située à Sarnia (Ontario).
 - Les activités menées dans l'**ouest de l'Amérique du Nord**, qui comprennent l'exploitation d'une raffinerie d'une capacité de 146 kb/j située à Edmonton (Alberta) et d'une raffinerie d'une capacité de 98 kb/j située à Commerce City (Colorado).

Siège social et éliminations

Le secteur Siège social et éliminations inclut l'investissement de la Société dans des projets d'énergie renouvelable et les autres activités non directement attribuables à un secteur d'exploitation en particulier.

- Les activités d'investissement liées à l'**énergie renouvelable** comprennent des participations dans quatre centrales éoliennes situées en Ontario et dans l'Ouest canadien, à savoir Adelaide, Chin Chute, Magrath et SunBridge, ainsi que le projet de parc éolien Forty Mile, lequel a été relancé au début de 2021 et dont la réalisation est prévue vers la fin de 2022.
- Le secteur **Siège social** comprend les activités liées au suivi de la dette et des coûts d'emprunt de Suncor, les charges qui ne sont pas attribuées à un secteur d'activité de Suncor en particulier, et les investissements dans les projets de technologies propres, tels que les investissements de Suncor dans Enerkem Inc., LanzaJet, Inc., Svante Inc. et dans Recyclage Carbone Varennes.
- Les produits et les charges intersectoriels sont retranchés des résultats consolidés et reflétés sous **Éliminations**. Les activités intersectorielles comprennent la vente de produits entre les différents secteurs de la Société qui visent principalement des charges d'alimentation en brut destinées aux raffineries que le secteur Sables pétrolifères vend au secteur Raffinage et commercialisation.

Sables pétrolifères

Faits saillants de 2021

- Le secteur Sables pétrolifères a inscrit des fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ annuels records de 6,846 G\$, en comparaison de 1,986 G\$ pour l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'amélioration des prix du pétrole brut et par l'excellente fiabilité de l'ensemble des actifs en 2021.
- En 2021, le secteur Sables pétrolifères de Suncor a dégagé une production totale de 644 200 b/j, soit la deuxième production de sables pétrolifères la plus élevée de l'histoire de la Société, grâce au rendement record enregistré par les actifs *in situ* de la Société, notamment à Firebag, à la suite d'une augmentation de la capacité nominale des installations au cours de l'exercice précédent.
- La production de pétrole brut synthétique s'est établie à 468 600 b/j en 2021, soit la deuxième plus élevée de l'histoire de la Société, grâce à un taux d'utilisation combiné des installations de valorisation de 87 %, et ce, malgré les répercussions des importants travaux de maintenance exécutés au cours de l'exercice, ce qui démontre la valeur de l'intégration et de la polyvalence des actifs de la Société et témoigne de l'attention constante accordée à la maximisation de la valeur de ses barils. La production de bitume non valorisé s'est élevée à 175 600 b/j en 2021, en hausse de 38 % par rapport à l'exercice précédent. L'augmentation de la production de bitume non valorisé sur le marché a été soutenue par l'excellente performance au chapitre de l'exploitation minière enregistrée par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, laquelle a donné lieu à une diminution des volumes provenant de Firebag utilisés à l'usine de valorisation et à une augmentation globale des volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères.
- Le 30 septembre 2021, Suncor a pris le relais avec succès à titre d'exploitant de l'actif Syncrude, une étape cruciale pour améliorer l'intégration, l'efficacité et la compétitivité de tous les actifs qu'elle exploite dans la région, en renforçant sa position régionale avantageuse dans le secteur Sables pétrolifères. Les propriétaires de la coentreprise s'attendent à ce que Suncor, en assumant le rôle d'exploitant, obtienne une valeur accrue pour les propriétaires grâce à l'amélioration du rendement au chapitre de l'exploitation, de l'efficacité et de la compétitivité.
- Fort Hills a repris une exploitation à deux trains vers la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est en bonne voie d'exploiter l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % pendant tout l'exercice 2022.
- En 2021, la Société a mis l'accent sur la sécurité et la fiabilité de ses activités en menant à bien le plus important programme de maintenance annuel de son histoire dans l'ensemble de ses actifs, dont d'importants travaux de révision planifiés d'une durée de cinq ans à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et

d'importants travaux de révision à Syncrude. En raison des répercussions de la pandémie de COVID-19 dans la région de Fort McMurray, la Société a orchestré une riposte rapide et décisive en échelonnant ses principaux travaux de maintenance planifiés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et à Syncrude afin d'assurer l'achèvement efficace et sécuritaire des travaux de révision menés à ces deux actifs.

- Au cours de l'exercice, Suncor, en partenariat avec huit communautés autochtones, a annoncé la mise sur pied d'Astisiy, qui a acquis une participation entière de 15 % dans le pipeline Northern Courier. Grâce à ce pipeline reliant l'actif de Fort Hills au parc de stockage Est de Suncor et maintenant exploité par Suncor, les huit communautés autochtones bénéficieront d'une source de revenus fiable pour les décennies à venir.
- En 2021, Suncor, de concert avec des partenaires industriels représentant plus de 90 % de la production de sables pétrolifères au Canada, a fait l'annonce de l'Initiative pour des sables bitumineux carboneutres, qui vise à travailler de pair avec les gouvernements fédéral et albertain pour atteindre une cible de zéro émission nette de GES d'ici 2050. Les membres de l'Initiative exploreront une série d'avenues pour lutter contre les GES, dont la construction d'une conduite principale de captage, d'utilisation et de stockage du carbone reliée à un centre de séquestration du carbone pour permettre la mise en œuvre de projets multisectoriels et la mise en place d'autres technologies de nouvelle génération.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Suncor détient l'une des plus grandes ressources en sables pétrolifères de l'Athabasca. La Société a bâti un portefeuille d'actifs unique dans le secteur Sables pétrolifères d'Athabasca et tire un avantage régional du fait que les immobilisations qu'elle possède sont situées à faible distance les unes des autres, ce qui lui permet de maximiser la valeur de ses volumes de production. La Société s'est engagée à garantir une production sécuritaire, fiable et à faible coût, et à poursuivre ses efforts dans les domaines de la technologie et de l'innovation et de la durabilité environnementale. L'avantage régional du secteur Sables pétrolifères est renforcé par l'expertise de la Société en matière de commercialisation et de négociation, ainsi que par le réseau intermédiaire et logistique qui assure l'accès au marché, maximise les prix obtenus pour la commercialisation du pétrole brut, des sous-produits et de l'approvisionnement en gaz naturel, assure la gestion des stocks et atténue les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché, tels que les perturbations du service de pipelines, une capacité de sortie insuffisante ou des arrêts de production aux installations des raffineurs.

La Société reste centrée sur l'excellence opérationnelle ainsi que l'accroissement de la fiabilité et des taux d'utilisation de ses actifs. La Société continuera de mener ses activités d'une manière sûre et fiable, tout en optimisant la production. Elle a

1) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

la ferme intention de maximiser l'utilisation de ses usines de valorisation afin de produire des barils à valeur élevée, ce qui sera facilité par l'optimisation des transferts sur les pipelines d'interconnexion entre le secteur Sables pétrolifères – Activités de base et Syncrude. En 2022, la Société prévoit une augmentation de la production provenant de chaque actif, une forte utilisation de l'usine de valorisation et des marges plus élevées.

L'avantage régional de la Société dans les sables pétrolifères s'est encore accru au cours de l'exercice, Suncor ayant pris le relais à titre d'exploitant de l'actif Syncrude le 30 septembre 2021. Grâce à ce changement d'exploitant, la Société est en voie de générer, comme prévu, des synergies annuelles brutes de 100 M\$ pour les propriétaires de la coentreprise en 2022, et devrait générer 200 M\$ supplémentaires jusqu'en 2023-2024.

Sur le plan de la gestion des coûts, la priorité de la Société en 2022 consistera à poursuivre les efforts visant à réduire durablement les charges d'exploitation contrôlables par l'adoption de technologies numériques qui faciliteront la transition vers le lieu de travail du futur, accroîtront l'excellence opérationnelle et dégageront de la valeur ajoutée. Portée par l'avancement de sa transformation numérique, la Société poursuivra ses efforts visant à alléger la structure de coût de ses activités tout en augmentant la productivité. La Société cherchera maintenant à réduire l'ensemble des charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères grâce à l'augmentation des volumes de production et aux synergies découlant de la réduction des coûts.

La Société continue de gérer la répartition du capital en se concentrant sur des projets en immobilisations de maintien et de maintenance qui visent à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation, ainsi que sur l'avancement de projets d'investissement rentable de grande valeur. Le programme de dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères pour 2022 est fortement orienté vers les activités de maintien et de maintenance des actifs qui permettent de renforcer la sécurité, la fiabilité à long terme et l'efficacité des actifs, notamment des travaux de maintenance d'envergure à Firebag pour une première fois en 10 ans.

À Syncrude, les dépenses prévues en 2022 porteront notamment sur le projet d'extension ouest de Mildred Lake destiné à maintenir les niveaux de production actuels de Syncrude en prolongeant la durée de vie de la mine nord par

le recours aux installations d'extraction et de valorisation existantes, tout en atténuant les répercussions environnementales liées à la construction de nouvelles infrastructures. Le projet devrait être mis en service à la fin de 2025.

Les dépenses prévues en lien avec les actifs *in situ* de la Société seront axées sur le maintien de la capacité de production des installations existantes grâce à la construction de nouvelles plateformes de puits permettant de poursuivre la mise en valeur des réserves. Suncor poursuit également ses travaux de désengorgement progressif pour tirer le maximum de valeur de l'actif Firebag. La capacité et le délai de désengorgement dépendront de la conjoncture économique, et peuvent reposer sur l'aménagement de plateformes de puits intégrées et les technologies de drainage par gravité à l'aide de solvant et de vapeur.

La Société continue à investir dans des projets économiquement solides et axés sur le développement durable et le progrès technologique. L'investissement visant à remplacer les chaudières à coke par une centrale de cogénération à son usine de base du secteur Sables pétrolifères devrait garantir la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor en réduisant les coûts et en diminuant considérablement les émissions de carbone. La centrale de cogénération est également censée produire de l'électricité pour le réseau électrique de l'Alberta, réduisant ainsi l'intensité des émissions de carbone liées au réseau électrique de l'Alberta tout en offrant de la valeur à Suncor. La construction de la centrale de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères a repris en 2021 et sa mise en service est prévue entre 2024 et 2025.

La stratégie de la Société repose sur sa capacité à mettre à profit la technologie et l'innovation. La mise en œuvre de projets technologiques supplémentaires au sein des actifs du secteur Sables pétrolifères de la Société, tels que l'optimisation du virage numérique des mines et le déploiement du système de transport autonome, devrait accroître l'efficacité opérationnelle et créer une valeur ajoutée pour la Société.

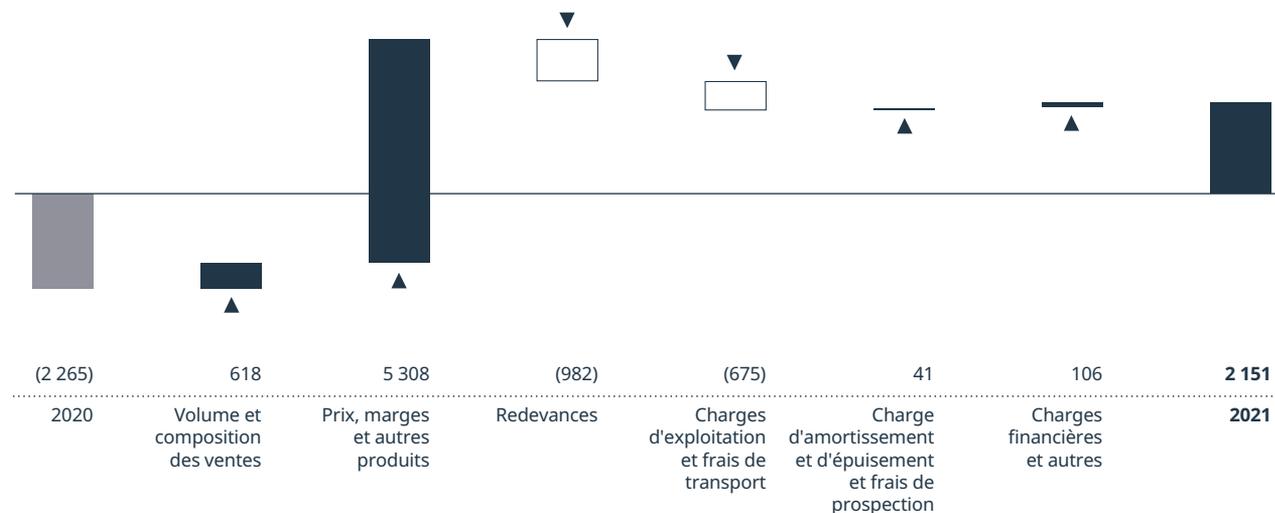
Ces initiatives, conjuguées à l'avancement continu des technologies numériques, contribueront en partie à l'atteinte des objectifs de la Société en matière de flux de trésorerie disponibles.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Produits bruts	19 920	10 617	18 347
Moins les redevances	(1 523)	(95)	(917)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	18 397	10 522	17 430
Résultat net	2 147	(3 796)	(427)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Perte latente sur les activités de gestion des risques ¹⁾	4	13	50
Dépréciation d'actifs ²⁾	—	1 376	2 959
Provision liée au projet d'oléoduc	—	142	—
Incidence des ajustements du taux d'impôt sur l'impôt différé ³⁾	—	—	(910)
Résultat d'exploitation ajusté ⁴⁾	2 151	(2 265)	1 672
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁴⁾	6 846	1 986	6 061

- 1) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 2) En 2019, la Société a comptabilisé des pertes de valeur de 3,716 G\$ (2,803 G\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison de la volatilité persistante des prix du pétrole brut, qui a entraîné une révision à la baisse des prix prévisionnels du pétrole brut lourd à long terme.
- 3) En 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 910 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'impôt des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » 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 « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

En 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 2,151 G\$, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 2,265 G\$ en 2020. Cette augmentation s'explique essentiellement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant eu une incidence considérable au cours de l'exercice précédent en raison de la pandémie de COVID-19 et des problèmes liés

à l'offre de l'OPEP+, ainsi que par une production accrue, en partie contrebalancées par une hausse des redevances liée à l'augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et une hausse des charges d'exploitation.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice net de 2,147 G\$ en 2021, en comparaison d'une perte nette de 3,796 G\$ en 2020. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessus, le résultat net de 2021 tient compte d'une perte latente de 5 M\$ (4 M\$ après impôt) sur les activités de gestion des risques, en comparaison d'une perte de 18 M\$ (13 M\$ après impôt) en 2020. Le résultat net de 2020 reflète également l'incidence d'une perte de valeur hors trésorerie de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) comptabilisée à l'égard de la quote-part de la Société des actifs de Fort Hills, en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut en 2020 consécutive à une baisse de la demande mondiale attribuable à la pandémie de COVID-19 et des modifications à ses plans en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production. En 2020, la Société a également comptabilisé une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard des frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 6,846 G\$ en 2021, en comparaison de 1,986 G\$ en 2020, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessus.

Volumes de production¹⁾²⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2021	2020	2019
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ³⁾	483,5	477,5	497,0
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ⁴⁾⁵⁾	(14,9)	(11,3)	(11,4)
Production de produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	468,6	466,2	485,6
Production de bitume	178,8	127,2	184,8
Transferts internes de bitume ⁵⁾	(3,2)	—	—
Production de bitume non valorisé	175,6	127,2	184,8
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	644,2	593,4	670,4

- 1) La production de bitume du secteur Sables pétrolifères – Activités de base 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. La majeure partie du 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) À partir de 2020, la Société a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.
- 3) Les taux d'utilisation combinée des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.

- 4) 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. En 2021, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 9 500 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 7 200 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 1 500 b/j par Fort Hills et 800 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 600 b/j de diesel consommés à l'interne.
- 5) 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. En 2021, les activités du secteur Sables pétrolifères comprenaient le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 2 600 b/j de pétrole brut synthétique et de 600 b/j 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 2 600 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production de pétrole brut synthétique s'est établie à 468 600 b/j en 2021, contre 466 200 b/j en 2020, ce qui marque la deuxième meilleure année de production dans l'histoire de la Société. En 2021, la Société a atteint un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 87 %, comparativement à 85 % pour l'exercice précédent. Ce résultat rend compte des activités de maintenance menées au cours des deux périodes. En 2021, Suncor a achevé le plus important programme de maintenance annuel de l'histoire de son histoire, notamment les travaux de révision d'envergure d'une durée de cinq ans qui étaient menés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et d'importants travaux de maintenance qui étaient menés à Syncrude.

La production de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 175 600 b/j en 2021, en comparaison de 127 200 b/j en 2020, grâce à la production record dégagée par les actifs *in situ* de la Société, y compris ceux de Firebag. Au cours de l'exercice, l'augmentation de la production de bitume non valorisé mis sur le marché a été soutenue par la grande efficacité des activités minières à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ce qui a fait en sorte que l'installation de valorisation a utilisé moins de volumes provenant de Firebag et plus de volumes provenant du secteur Sables pétrolifères. À l'exercice précédent, la production avait été ralentie par les travaux d'entretien à Firebag et à Mackay River.

L'augmentation de la production de bitume non valorisé a été en partie contrebalancée par une baisse de la production de Fort Hills en 2021 par rapport à l'exercice précédent, reflétant un changement dans la stratégie de cadence de production de la mine. La stratégie était principalement axée sur l'établissement des niveaux de stocks de minerai nécessaires pour faire fonctionner l'usine à 90 % de sa capacité nominale dans le cadre d'une exploitation à deux trains. Le retrait supplémentaire des morts-terrains a été nécessaire plus tôt que prévu pour permettre un accès complet au minerai exposé et maintenir l'intégrité de la pente. La Société a mis en œuvre la stratégie de cadence de production de la mine et a repris l'exploitation à deux trains à la fin du quatrième trimestre de 2021. De plus, Suncor est sur la bonne voie pour exploiter l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % tout au

long de 2022. La hausse de production de Fort Hills en 2020 s'explique par le fait que Fort Hills a fonctionné à deux trains d'extraction primaire au début de l'exercice.

Volume et composition des ventes¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2021	2020	2019
Pétrole brut synthétique et diesel	465,7	467,9	483,6
Bitume non valorisé	183,8	125,6	187,5
Total	649,5	593,5	671,1

1) À partir de 2020, la Société a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.

Le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel s'est établi à 465 700 b/j en 2021, en comparaison de 467 900 b/j en 2020, ce qui rend compte d'une accumulation des stocks en 2021 comparativement à un léger prélèvement sur les stocks au cours de l'exercice précédent.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 183 800 b/j en 2021, en comparaison de 125 600 b/j pour l'exercice précédent, ce qui reflète la hausse de la production et un prélèvement sur les stocks en 2021, comparativement à une accumulation des stocks au cours de l'exercice précédent.

Prix obtenus¹⁾²⁾³⁾

Exercices clos les 31 décembre Dédution faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	2021	2020	2019
Pétrole brut synthétique et diesel	77,73	43,83	70,68
Bitume non valorisé	53,80	22,37	45,71
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	70,96	39,29	63,70
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(14,20)	(13,51)	(12,00)

- 1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) À partir de 2020, la Société a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.
- 3) À partir de 2020, la Société a revu les prix obtenus pour le bitume non valorisé afin d'intégrer les activités médianes mises à profit pour optimiser sa capacité logistique et de refléter plus fidèlement la performance du flux de produits. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

En 2021, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux de 2020, ce qui reflète l'amélioration des prix des marchandises. L'exercice précédent a subi l'incidence de la baisse de la demande de carburant

de transport ayant découlé des répercussions de la pandémie de COVID-19 et des problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ au début de 2020. Les prix obtenus ont augmenté en 2021 par suite du redressement de la demande de marchandises, de l'optimisme entourant la commercialisation d'un vaccin et de la stratégie adoptée par l'OPEP+ en matière de gestion de l'offre.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en 2021 par rapport à 2020, en raison surtout de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, de l'augmentation des redevances liées aux activités *in situ*, du fait que Firebag a atteint la phase postérieure au versement prévoyant la fourchette la plus élevée de son accord de redevances et de l'accroissement du volume des ventes.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères a été plus élevé en 2021 qu'en 2020, tel qu'il est précisé ci-dessous. Se reporter à la rubrique portant sur les charges d'exploitation décaissées ci-après pour plus de précisions. En 2020, l'aide consentie dans le cadre du programme de Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC ») mis en place par le gouvernement fédéral, de même que les coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et les coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19 ont été intégrés dans les charges d'exploitation et les frais de transport par actif. Aux fins de comparaison, ces recouvrements et coûts n'ont toutefois pas été intégrés aux charges d'exploitation décaissées par baril.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des prix du gaz naturel, de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance et de l'accroissement de la production.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté en 2021 par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison de l'intensification des activités minières qui a été entreprise dans le but de retirer des morts-terrains et d'accroître les stocks de minerai en vue du passage à un fonctionnement à deux trains au quatrième trimestre de 2021. Les charges d'exploitation de 2021 reflètent également l'incidence de la hausse des prix du gaz naturel comparativement à ceux de l'exercice précédent et l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance.

Les charges d'exploitation de Syncrude ont augmenté en 2021 par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison surtout de l'augmentation des coûts liés aux travaux de maintenance, de la production et des prix du gaz naturel.

En 2021, l'augmentation des prix du gaz naturel a entraîné une hausse de 295 M\$ des charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères par rapport à 2020.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont augmenté en 2021 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout de la hausse du volume des ventes.

La charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection de 2021 a été comparable à celle inscrite en 2020.

Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétroliers	8 056	7 169	8 027
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétroliers	4 710	4 292	4 639
Coûts non liés à la production ²⁾	(199)	(107)	(179)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(375)	(248)	(241)
Variations des stocks	21	(3)	48
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers ¹⁾ (en millions de dollars)	4 157	3 934	4 267
Volumes de production du secteur Sables pétroliers ⁴⁾ (kb/j)	439,2	380,9	414,5
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers ¹⁾ (\$/b)	25,90	28,20	28,20
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	897	761	921
Coûts non liés à la production ²⁾	(118)	(52)	(115)
Variations des stocks	(15)	(11)	9
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (en millions de dollars)	764	698	815
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	50,7	58,1	85,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	41,35	32,80	26,15
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	2 449	2 116	2 467
Coûts non liés à la production ²⁾	(234)	(66)	(156)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾⁵⁾ (en millions de dollars)	2 215	2 050	2 311

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Volumes de production de Syncrude ⁴⁾ (kb/j)	172,4	165,7	172,3
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	35,20	33,80	36,75

- Mesures financières hors PCGR. Les montants par baril connexes comprennent des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 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, pour 2020, 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 pour 2020 tiennent compte également de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC. 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 pétroliers, au coût de production.
- Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétroliers 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.
- À partir de 2020, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont établies en fonction des volumes de production, lesquels comprennent le diesel consommé à l'interne issu de la production de l'usine de base du secteur Sables pétroliers et le diesel consommé à Fort Hills, à Syncrude et par l'usine de base du secteur Sables pétroliers, alors que les volumes de production des périodes précédentes excluaient le diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétroliers. Les chiffres des périodes précédentes n'ont pas été retraités étant donné l'incidence négligeable de ce changement de présentation. De plus, à partir de 2020, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont établies en fonction des volumes de production, lesquels comprennent le diesel consommé à l'interne, tandis que les volumes de production des périodes précédentes excluaient le diesel consommé à l'interne. Les chiffres des périodes précédentes n'ont pas été retraités étant donné l'incidence négligeable de ce changement de présentation.
- À partir de 2020, la Société a révisé la méthode de calcul des charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour mieux l'harmoniser avec la méthode utilisée pour calculer les charges d'exploitation du secteur Sables pétroliers et de Fort Hills. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour la période précédente comprenaient les frais de mise en valeur futurs et ont été retraités afin de refléter le changement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ du secteur Sables pétroliers ont diminué pour s'établir à 25,90 \$ en 2021, en comparaison de 28,20 \$ pour l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production, partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétroliers ont augmenté pour se chiffrer à 4,157 G\$, en comparaison de 3,934 G\$ à l'exercice précédent.

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

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 augmenté au cours de l'exercice à l'étude comparativement à ceux de l'exercice précédent, du fait que les chiffres de l'exercice précédent tenaient compte de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC, facteur en partie contrebalancé par les coûts de mise en veilleuse et les coûts engagés en réaction à la pandémie de COVID-19. Les coûts non liés à la production inscrits pour l'exercice à l'étude reflètent également l'incidence de la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions qui a découlé de l'augmentation du cours de l'action de la Société au cours de l'exercice écoulé par rapport à l'exercice précédent.

Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts engagés par le secteur Sables pétrolifères en 2021 ont été plus élevés que ceux de l'exercice précédent, en raison principalement de l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix de l'électricité.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies en moyenne à 41,35 \$ en 2021, en comparaison de 32,80 \$ en 2020, ce qui rend compte de l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessus et de la baisse des volumes de production. En 2021, les coûts non liés à la production ont été plus élevés que ceux de l'exercice précédent, du fait essentiellement que l'exercice précédent tenait compte de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC, ce qui a été en partie contrebalancé par les coûts de mise en veilleuse et les coûts engagés en réaction à la pandémie de COVID-19, l'augmentation des produits liés à l'énergie excédentaire qui a découlé de la hausse des prix de l'électricité et un rajustement plus important pour le 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.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies en moyenne à 35,20 \$ en 2021, en comparaison de 33,80 \$ à l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, comme il est décrit ci-dessus, partiellement contrebalancée par la hausse des volumes de production. Les coûts non liés à la production inscrits pour 2021 sont supérieurs à ceux de 2020, du fait que les coûts non liés à la production de 2020 tenaient compte de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC, et ils reflètent également l'augmentation de la charge de rémunération à long terme par rapport à l'exercice précédent. La quote-part de Suncor du total des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a augmenté pour s'établir à 2,215 G\$, en comparaison de 2,050 G\$ en 2020.

Travaux de maintenance planifiés

D'importants travaux de révision planifiés devraient commencer à Firebag au deuxième trimestre de 2022 et s'achever au troisième trimestre. Les travaux de maintenance

annuels planifiés portant sur les installations de cokéfaction de l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères devraient commencer au deuxième trimestre de 2022 et devraient s'achever au troisième trimestre. Des travaux de maintenance supplémentaires sont prévus à l'unité de valorisation 1 aux troisième et quatrième trimestres de 2022. Les travaux de maintenance planifiés devraient débuter à Syncrude à la fin du premier trimestre de 2022, et les travaux de révision planifiés devraient commencer au troisième trimestre de 2022. Des travaux de maintenance planifiés sont prévus à Fort Hills au cours des deuxième et quatrième trimestres de 2022. Les prévisions de la Société pour 2022 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

Exploration et production

Faits saillants de 2021

- Les fonds provenant de l'exploitation ajustés¹⁾ du secteur E&P ont augmenté pour s'établir à 1,478 G\$ en 2021, contre 1,054 G\$ pour l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté¹⁾ du secteur E&P a augmenté pour s'établir à 890 M\$ en 2021, en comparaison de 13 M\$ pour l'exercice précédent, et le secteur a inscrit un bénéfice net de 1,285 G\$ en 2021, comparativement à une perte nette de 832 M\$ inscrite pour l'exercice précédent.
- En 2021, Suncor a conclu une entente avec les copropriétaires du projet Terra Nova en vue de restructurer la propriété du projet et d'aller de l'avant avec le projet de prolonger la durée de vie de l'actif, qui devrait prolonger la durée de production d'environ 10 ans. Cette entente a eu pour effet d'accroître d'environ 10 % la participation de Suncor dans le projet, qui est passée à 48 %.
- La phase 2 de Buzzard, qui devrait prolonger la durée de production du champ Buzzard existant, a produit ses premiers barils de pétrole au cours du quatrième trimestre de 2021. La phase 2 de Buzzard devrait atteindre sa capacité maximale en 2022 et ainsi ajouter une production brute d'environ 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) à la production existante de Buzzard.
- La Société a conclu la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un produit après impôt de 250 M\$ US, déduction faite des ajustements de clôture et des autres coûts de clôture, et une contrepartie éventuelle future d'au plus 50 M\$ US. La date de prise d'effet de la vente était le 1^{er} janvier 2021. Cette vente renforce l'attention constante accordée par Suncor à la gestion rigoureuse du capital tout en lui permettant d'affecter des ressources à ses actifs essentiels et de maximiser les redistributions aux actionnaires.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur E&P génère des flux de trésorerie diversifiés sur le plan géographique et met l'accent principalement sur des

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

projets à faible coût qui dégagent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme considérables. Les activités de secteur E&P sont renforcées par l'expertise de la Société en matière de commercialisation et de négociation, qui assure l'accès aux marchés intérieurs et internationaux, maximise les prix obtenus, assure la gestion des stocks et atténue les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché.

La Société maintient une gestion rigoureuse du capital en évaluant attentivement les projets à venir et en demeurant disciplinée en matière de répartition du capital. En 2021, la décision a été prise de restructurer la propriété du projet Terra Nova et d'aller de l'avant avec le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif. Aux termes de cette entente, Suncor a accru sa participation d'environ 10 % dans le projet, laquelle est passée à 48 % en échange d'un paiement en trésorerie des propriétaires-cédants. L'entente comprend aussi les redevances et le soutien financier déjà présentés du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova est en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance, et elle devrait rentrer au Canada pour un retour aux opérations en toute sécurité avant la fin de 2022. On prévoit que le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif, qui devrait prolonger la durée de vie de la production d'environ 10 ans et fournir 70 millions de barils de ressources supplémentaires au partenariat, offrira un rendement élevé

à Suncor et de nombreux avantages aux économies de Terre-Neuve-et-Labrador et du Canada sous forme d'impôts, de redevances et d'emplois.

En 2021, Suncor a conclu une entente conditionnelle portant sur l'augmentation de sa participation dans l'actif White Rose, sous réserve de certaines conditions, dont une décision de relance économique dans le cadre du projet d'extension ouest de White Rose d'ici le milieu de l'année 2022. Si les conditions sont remplies, Suncor a accepté d'augmenter sa participation dans l'actif White Rose de 12,5 %, portant ainsi sa participation à environ 40 %, en échange d'un paiement en espèces de l'exploitant à Suncor.

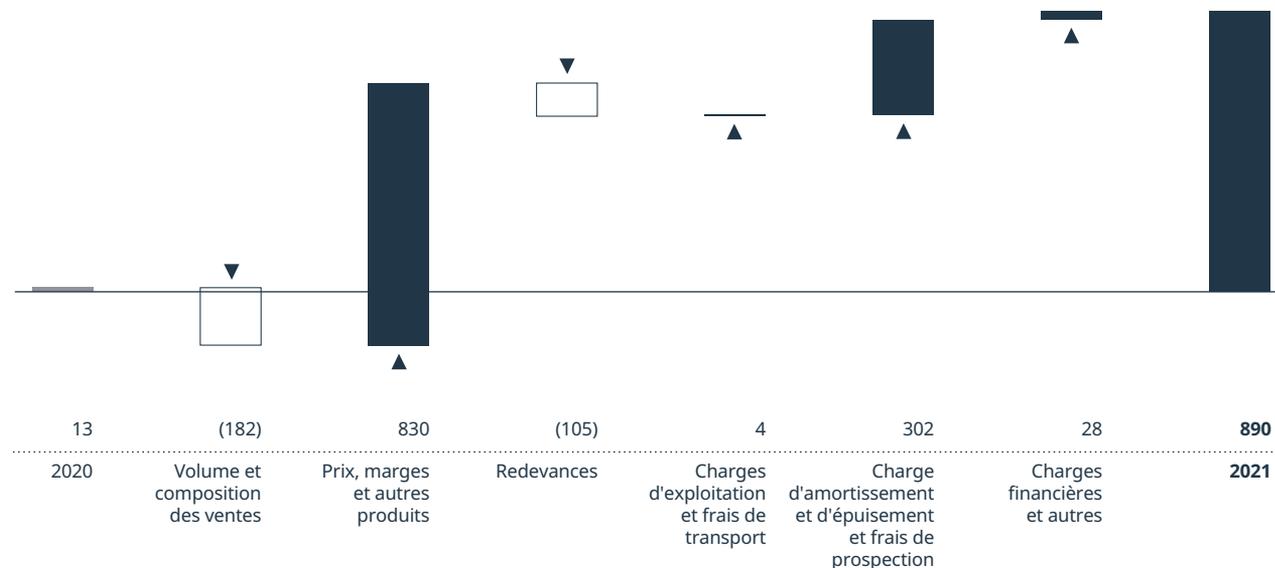
La Société continue de se concentrer sur la croissance stratégique de la production de ses actifs du secteur E&P en menant des activités de mise en valeur au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord au Royaume-Uni, qui visent à agrandir les installations et infrastructures existantes en vue d'accroître la production et de prolonger la vie productive des champs existants. Ces activités de mise en valeur devraient se poursuivre en 2022, mais devraient se limiter aux travaux de forage de développement menés à Hebron, à Hibernia, à Fenja et à Oda. La phase d'examen préalable à l'approbation du projet de mise en valeur future Rosebank, l'une des plus grandes ressources restantes dans la zone britannique de la mer du Nord, est amorcée.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Produits bruts ¹⁾	2 736	1 851	3 372
Moins les redevances ¹⁾	(236)	(95)	(302)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 500	1 756	3 070
Résultat net	1 285	(832)	1 005
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
(Reprise) dépréciation d'actifs ²⁾	(168)	845	393
Profit sur cessions importantes ³⁾	(227)	—	(187)
Incidence des ajustements du taux d'impôt sur l'impôt différé ⁴⁾	—	—	(70)
Résultat d'exploitation ajusté ⁵⁾	890	13	1 141
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ⁵⁾	1 478	1 054	2 143

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés selon un prix raisonnable dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 242 M\$ en 2021, de 48 M\$ en 2020 et de 303 M\$ en 2019, qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 2) En 2019, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 521 M\$ (393 M\$ après impôt) liées à White Rose en raison d'une révision à la hausse des dépenses en immobilisations estimatives liées au projet d'extension ouest de White Rose.
- 3) Le résultat net de 2019 tenait compte d'un profit de 65 M\$ (48 M\$ après impôt) par suite de la vente de certains actifs non essentiels. En 2019, Suncor a aussi vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc., pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro en 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.
- 4) En 2019, la Société a comptabilisé dans le secteur E&P un recouvrement d'impôt différé de 70 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'impôt des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 5) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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



1) Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 890 M\$ en 2021, en comparaison de 13 M\$ en 2020. Cette augmentation est principalement attribuable à une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et à une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la baisse des volumes de production et par l'augmentation des redevances. En 2021, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont augmenté considérablement par rapport à ceux de l'exercice précédent, qui reflétaient les répercussions de la pandémie de COVID-19 et la hausse de l'offre de pétrole brut de l'OPEP+.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice net de 1,285 G\$ en 2021, en comparaison d'une perte nette de 832 M\$ en 2020. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté qui sont mentionnés ci-dessus, le résultat net de 2021 tient compte de la reprise d'une perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) comptabilisée à l'égard de la quote-part de la Société des actifs de Terra Nova et d'un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) découlant de la vente de la participation de la Société dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle. Le résultat net de 2020 tient compte de pertes de valeur hors trésorerie de 1,119 G\$ (845 M\$ après impôt) comptabilisées à l'égard de la quote-part de la Société des actifs de White Rose et de Terra Nova.

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont chiffrés à 1,478 G\$ en 2021, en comparaison de 1,054 G\$ en 2020. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont décrits ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.

Volumes¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
E&P Canada (kb/j)	54,4	59,7	59,9
E&P International (kbep/j)	33,1	42,0	46,9
Production totale (kbep/j)	87,5	101,7	106,8
Volume des ventes total (kbep/j)	82,8	102,6	106,0

1) À partir de 2020, la Société a revu la manière de présenter ses volumes de production en regroupant la production de chaque actif dans les catégories « E&P Canada » et « E&P International » afin d'en simplifier la présentation. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour afin de refléter ce changement.

Les volumes de production du secteur E&P Canada se sont établis en moyenne à 54 400 b/j en 2021, en comparaison de 59 700 b/j à l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les déclins naturels. Les résultats des deux périodes ont pâti de l'absence de production provenant de Terra Nova, l'actif étant hors service depuis le quatrième trimestre de 2019.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 33 100 bep/j en 2021, en comparaison de 42 000 bep/j en 2020, la baisse étant surtout attribuable à la déplétion naturelle à Buzzard et à Oda, en partie contrebalancée par une hausse des chargements effectués en Lybie en 2021 par rapport à 2020.

Le volume des ventes du secteur E&P s'est établi en moyenne à 82 800 kbep/j en 2021, en comparaison de 102 600 kbep/j à l'exercice précédent, ce qui reflète la baisse des volumes de production et tient compte d'une accumulation des stocks au Royaume-Uni et au Canada liée au calendrier des ventes acheminées par navire à la fin de l'exercice.

Prix obtenus¹⁾

Exercices clos les 31 décembre
Déduction faite des frais de transport,
mais avant les redevances

	2021	2020	2019
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	84,70	49,69	84,86
E&P International ²⁾ (\$/bep)	82,16	50,28	81,22

- 1) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Les prix obtenus pour le secteur E&P – International incluent les actifs du Royaume-Uni et de la Norvège mais excluent la Libye pour toutes les périodes de présentation.

Les prix obtenus en 2021 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été plus élevés que ceux obtenus à l'exercice précédent, ce qui reflète l'amélioration des prix des marchandises. L'exercice précédent a subi l'incidence de la baisse considérable de la demande de carburants de transport ayant découlé des répercussions de la pandémie de COVID-19. Les prix obtenus ont augmenté en 2021 par suite du redressement de la demande de marchandises, de l'optimisme entourant la commercialisation d'un vaccin et des mesures adoptées par l'OPEP+ en matière de gestion de l'offre.

Redevances

Les redevances du secteur E&P ont été plus élevées en 2021 que celles de l'exercice précédent en raison essentiellement de la hausse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation de 2021 ont été comparables à celles de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection a diminué en 2021 par rapport à celles de l'exercice précédent, du fait qu'il n'y ait aucune charge d'amortissement et d'épuisement au titre des actifs de White Rose de la Société en 2021 en raison des pertes de valeur au quatrième trimestre de 2020, de la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement au titre du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle en raison de la vente de l'actif réalisée au cours de l'exercice, de la baisse du volume des ventes et d'un ralentissement des activités de prospection.

Reprise de perte de valeur d'actifs hors trésorerie

Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

- 1) Source : Régie de l'énergie du Canada – <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/donnees-analyse/produits-base-energetiques/petrole-brut-produits-petroliers/statistiques/sommaires-donnees-charges-hebdomadaires.html>.
- 2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 3) 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 » du présent rapport de gestion.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Il n'y a pas d'autres travaux de maintenance planifiés à Terra Nova une fois que l'actif aura été remis en service, ce qui devrait avoir lieu avant la fin de 2022.

Raffinage et commercialisation

Faits saillants de 2021

- Suncor a tiré parti de la composition de la production de ses raffineries, de la souplesse de son réseau logistique médian, de son solide réseau de vente pancanadien dont fait partie son réseau de vente au détail, de ses capacités d'exportation et de sa capacité de stockage pour atteindre un débit de traitement du brut par les raffineries qui s'établit à 415 500 b/j en 2021, et le meilleur taux d'utilisation du secteur qui se chiffre à 89 %, comparativement à 407 000 b/j et à 88 % pour l'exercice précédent.
- Les raffineries canadiennes de la Société ont affiché un rendement supérieur à la moyenne canadienne de l'industrie du raffinage par plus de 12 %¹⁾ au cours de l'exercice, malgré l'achèvement des travaux de révision exécutés dans toutes les raffineries de la Société.
- Le secteur R&C a inscrit des fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾ de 3,255 G\$ en 2021, en comparaison de 1,708 G\$ pour l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté²⁾ et le résultat net du secteur R&C ont augmenté pour s'établir respectivement à 2,170 G\$ en 2021 et à 2,178 G\$, contre 882 M\$ et 866 M\$ pour l'exercice précédent. En 2021, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS³⁾, a eu une incidence positive sur le résultat net, le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés de 795 M\$ après impôt, tandis qu'elle avait eu une incidence négative après impôt de 384 M\$ après impôt en 2020.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur R&C représente un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de Suncor et sert à maximiser les rendements intégrés de Suncor en étendant la portée de la chaîne de valeur depuis la production des sables pétrolifères jusqu'au client final, en assurant le lien vital entre la base de ressources de Suncor et la demande des consommateurs en produits raffinés de haute qualité. Le modèle intégré de la Société est soutenu par les avantages uniques de ses activités du secteur R&C, notamment les avantages structurels clés de ses raffineries, ses capacités étendues en matière de

commercialisation et de logistique, ainsi que l'accès sécurisé au marché, renforcé par son expertise en commercialisation et en négociation.

Les raffineries de la Société sont dotées de plusieurs avantages structurels clés, notamment les avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui lui permettent de traiter du pétrole brut lourd avec un rendement de haute qualité, tout en exerçant ses activités sur des marchés géographiquement avantageux et avec un accès constant à des charges d'alimentation à faible coût. La Société vise une excellence opérationnelle constante dans ses raffineries grâce à une fiabilité élevée et à un taux d'utilisation des raffineries parmi les meilleurs du secteur, ce qui lui permet de fournir un approvisionnement fiable en produits à ses circuits de vente bien établis et concurrentiels. En outre, elle vise à exploiter ses raffineries selon des taux d'utilisation optimaux afin d'assurer la fiabilité des opérations de soutirage pour une partie de la production du secteur Sables pétrolifères. Parmi les circuits de vente de la Société, on compte notamment la marque Petro-Canada^{MC}, la première marque de carburant au Canada¹⁾, avec près de 1 600 sites de vente au détail et plus de 300 établissements PETRO-PASS^{MC} situés dans les principales zones métropolitaines du Canada.

Le secteur R&C est renforcé par l'expertise de la Société en matière de commercialisation et de négociation, grâce à l'optimisation des charges d'alimentation en pétrole brut et en liquides de gaz naturel dans les quatre raffineries de la Société, à la gestion des niveaux de stocks de pétrole brut pendant les travaux de révision des raffineries et les périodes de maintenance non planifiées, ainsi qu'à la gestion des effets externes des perturbations du service de pipeline. L'organisation de commercialisation et de logistique assure également la mise sur le marché de la production de la raffinerie de Suncor et l'approvisionnement des canaux de commercialisation au détail et en gros de la marque Suncor. Ce secteur garantit un approvisionnement fiable en gaz naturel aux activités en amont et en aval de Suncor et génère des revenus supplémentaires grâce à la négociation et

à l'optimisation des actifs. Grâce à son réseau intermédiaire et logistique, la Société assure l'accès au marché, maximise les prix obtenus pour l'approvisionnement en produits raffinés et en pétrole brut, assure la gestion des stocks et atténue les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché.

La Société continue de rechercher des débouchés du secteur médian afin d'étendre sa présence sur les marchés, de renforcer ses circuits de vente et de maximiser les prix obtenus, y compris des revenus supplémentaires par le biais d'activités accrues de négociation de produits et l'exploration d'accords de pipelines supplémentaires qui fournissent une option de charge d'alimentation à nos raffineries.

Suncor continue de se concentrer sur sa stratégie d'excellence opérationnelle, notamment en maximisant la fiabilité et l'utilisation, tout en conservant sa gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation. En 2022, Suncor s'attend à ce que le débit de traitement des raffineries revienne au niveau de 2019, ce qui permettra à la Société de tirer profit de l'amélioration des marges et de la demande, grâce à ses circuits de vente bien établis et concurrentiels. Le programme de dépenses en immobilisation du secteur R&C pour 2022 est fortement orienté vers des activités de maintien et de maintenance des actifs visant le maintien et l'amélioration continus des activités de raffinage, afin de garantir la fiabilité des opérations. La Société planifie d'effectuer des investissements rentables dans l'expansion de son réseau de vente au détail et en gros, afin de renforcer la connexion de la Société avec ses clients et d'accroître ses circuits de vente.

Suncor demeure résolue à appuyer la transition des clients vers un avenir faible en émissions par des investissements dans des initiatives conçues de manière à offrir des solutions à faibles émissions de carbone à ses clients. Grâce à la *Transcanadienne électrique*^{MC}, le réseau pancanadien de bornes de recharge rapide de véhicules électriques, nous accompagnons les consommateurs dans leur transition vers un avenir faible en émissions.

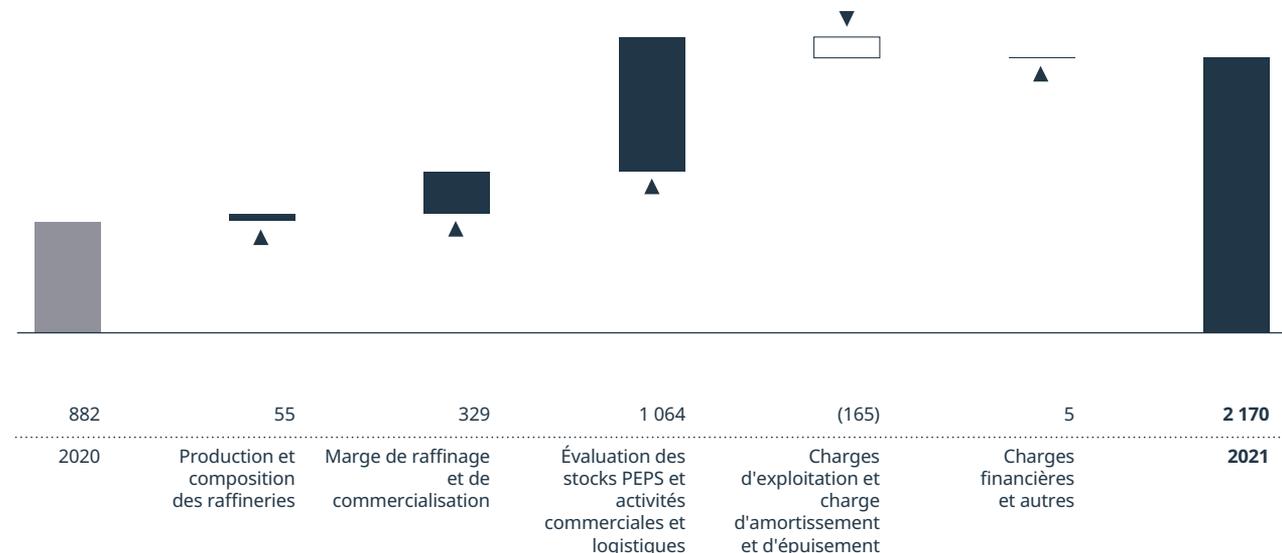
1) D'après les données du sondage réalisé par Kent (une société de Kalibrate) pour la clôture de l'exercice 2020.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Produits d'exploitation	22 915	15 272	22 304
Résultat net	2 178	866	3 000
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit latent) perte latente sur les activités de gestion des risques ¹⁾	(8)	16	10
Incidence des ajustements du taux d'impôt sur l'impôt différé ²⁾	—	—	(88)
Résultat d'exploitation ajusté ³⁾	2 170	882	2 922
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ³⁾	3 255	1 708	3 863

- 1) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 2) En 2019, la Société a comptabilisé dans le secteur R&C un recouvrement d'impôt différé de 88 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'impôt des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » 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 « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.
- 2) En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté annuel de 2,170 G\$ en 2021, en comparaison de 882 M\$ en 2020. L'augmentation est surtout attribuable à une hausse considérable des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés par rapport à l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par un profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS comparativement à une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours de l'exercice précédent, ainsi qu'à une augmentation des marges de raffinage et de commercialisation, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par une augmentation des charges d'exploitation.

Le résultat net s'est établi à 2,178 G\$ en 2021, contre 866 M\$ en 2020, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation ajusté, le résultat net de 2021 tient compte d'un profit latent de 10 M\$ (8 M\$ après impôt) au titre des activités de gestion des risques, comparativement à une perte de 21 M\$ (16 M\$ après impôt) pour l'exercice précédent.

Le secteur R&C a dégagé des fonds provenant de l'exploitation ajustés annuels de 3,255 G\$ en 2021, en comparaison de 1,708 G\$ en 2020, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont mentionnés ci-dessus.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	202,8	201,0	203,3
Ouest de l'Amérique du Nord	212,7	206,0	235,6
Total	415,5	407,0	438,9
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾²⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	91	91	92
Ouest de l'Amérique du Nord	87	86	98
Total	89	88	95
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	225,8	214,1	246,6
Distillat ³⁾	228,5	215,7	218,1
Autres	74,1	73,6	74,7
Total	528,4	503,4	539,4
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ⁴⁾⁵⁾ (\$/b)	36,85	25,30	40,45
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ⁴⁾⁵⁾ (\$/b)	30,90	28,65	36,80
Charges d'exploitation de raffinage ⁵⁾ (\$/b)	5,95	5,50	5,35

- 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 de ces unités.
- 2) La capacité de traitement du pétrole brut pour 2021 s'est établie à 146 000 b/j à la raffinerie d'Edmonton, en hausse par rapport à 142 000 b/j pour 2020.
- 3) À partir de 2020, afin de mieux refléter l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes de ventes de produits raffinés pour inclure le diesel du secteur Sables pétrolifères acheté et commercialisé par le secteur Raffinage et commercialisation.
- 4) À partir de 2020, les marges brutes de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement.
- 5) Comprend des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est accru pour s'établir à 415 500 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré en moyenne à 89 % en 2021, contre un débit de traitement du brut de 407 000 b/j et un taux d'utilisation de 88 % en 2020, ce qui reflète un taux d'utilisation élevé de l'ensemble des raffineries en 2021, malgré l'incidence des travaux de révision planifiés visant l'ensemble de ses raffineries au cours de l'exercice. L'exercice précédent reflète des taux réduits en raison d'une baisse de la demande des consommateurs pour les carburants de transport qu'a occasionnée la pandémie de COVID-19.

Les ventes totales de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 528 400 b/j en 2021, en comparaison de 503 400 b/j en 2020. Les taux d'utilisation élevés enregistrés au cours de l'exercice, la hausse de la demande et des circuits de vente bien établis ont permis à la Société de tirer parti de l'amélioration du contexte commercial.

Marges brutes de raffinage et de commercialisation¹⁾

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

- Calculées selon la méthode DEPS²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 30,90 \$/b en 2021, en comparaison de 28,65 \$/b pour l'exercice précédent, en raison de l'amélioration des marges de craquage de référence, ainsi que de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd, partiellement contrebalancés par l'incidence du raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor reflètent également les avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui lui permettent de traiter du pétrole brut plus lourd, et ses capacités en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de ses réseaux de vente au détail et en gros intégrés.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 36,85 \$/b en 2021, en hausse comparativement à celles de 25,30 \$/b inscrites à l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. En 2021, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS²⁾, s'est traduite par un profit après impôt de 795 M\$, alors qu'elle a donné lieu à une perte après impôt de 384 M\$ en 2020, ce qui représente dans l'ensemble une incidence favorable de 1,064 G\$ après impôt d'un exercice à l'autre, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises à court terme.

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

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du secteur R&C ont augmenté en 2021 par rapport à 2020. Cette augmentation découle surtout d'une hausse des prix du gaz naturel et des prix de l'électricité au cours de l'exercice considéré, de l'incidence de la réduction des coûts liés à la pandémie de COVID-19 sur l'exercice précédent, y compris l'allègement prévu par le programme de SSUC, d'une augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions au cours de l'exercice considéré attribuable à une hausse du cours des actions de la Société et d'une hausse du débit de traitement. Les charges d'exploitation de raffinage par baril¹⁾ se sont établies à 5,95 \$ en 2021, comparativement à 5,50 \$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation découle des coûts absolus plus élevés, en partie contrebalancés par la hausse du débit de traitement du brut.

La charge d'amortissement et d'épuisement de 2021 a été comparable à celle inscrite à l'exercice précédent.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit mener des travaux de maintenance planifiés aux raffineries d'Edmonton, de Montréal et de Sarnia au deuxième trimestre de 2022. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2022.

Siège social et éliminations

Faits saillants de 2021

- La Société a dépassé ses objectifs de redistributions aux actionnaires pour l'exercice; elle a versé au total 3,9 G\$ aux actionnaires par la voie de paiements de dividendes de 1,6 G\$ et de rachats d'actions de 2,3 G\$, rachetant ses actions ordinaires au taux annuel le plus élevé de son histoire. En 2021, depuis le lancement de son offre publique de rachat en vigueur en février 2021, la Société a racheté environ 84 millions de ses actions ordinaires à un cours moyen de 27,45 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 5,5 % des actions ordinaires de Suncor au 31 janvier 2021.
- Démontrant la confiance de la direction dans la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie durables et croissants et son engagement à accroître le rendement pour les actionnaires, la Société a augmenté son dividende par action de 100 % au quatrième trimestre, rétablissant le dividende trimestriel à 0,42 \$ par action ordinaire, le ramenant au niveau de 2019.
- En 2021, Suncor a accéléré la réduction de sa dette nette¹⁾ en réduisant la dette nette de 3,7 G\$, un record annuel à ce jour, ce qui ramène la dette nette à ses niveaux de 2019 pour la situer à 16,1 G\$.
- En 2021, la Société a annulé des facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ qui n'étaient plus nécessaires étant donné qu'elles avaient été conclues en mars et en avril 2020

afin d'assurer qu'elle dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19, ce qui témoigne de la confiance qu'a la direction dans la capacité de la Société à générer des flux de trésorerie.

- Après la clôture de l'exercice, la Société a continué à progresser de façon importante vers l'atteinte de ses objectifs de réduction de la dette nette et de rendement pour les actionnaires en procédant au rachat anticipé de ses billets à 4,50 % en circulation d'un montant de 182 M\$ US, dont l'échéance initiale était établie au deuxième trimestre de 2022, ainsi qu'en rachetant une tranche supplémentaire de 0,5 % de ses actions ordinaires jusqu'au 7 février 2022. La Société a également renouvelé son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, dont la durée s'étend du 8 février 2022 au 7 février 2023, qui vise le rachat d'un maximum d'environ 5 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2022.
- En 2021, la Société a annoncé sa nouvelle volonté stratégique de réduire ses émissions de GES à zéro d'ici 2050 et de contribuer grandement aux ambitions sociétales de zéro émission nette. Elle s'est fixé des objectifs à court terme de réduction absolue des émissions afin de s'aligner sur sa volonté de réduire ses émissions à zéro et elle prévoit atteindre ses objectifs en réduisant les émissions de ses activités de base, en investissant dans des projets et des technologies à faibles émissions, et en adoptant des mesures pour réduire les autres types d'émissions.
- En 2021, la Société a intensifié ses investissements dans les technologies propres, notamment grâce à un placement en capitaux propres dans Svante Inc., une entreprise canadienne de capture du carbone qui cherche à mettre au point une technologie de captage du CO₂ issu des activités industrielles à moindre coût, et grâce à une augmentation de ses investissements dans l'usine Recyclage Carbone Varennes.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Offrir des rendements concurrentiels et durables aux actionnaires est une priorité absolue de la Société, et nous visons à maximiser les rendements des actionnaires en concentrant nos efforts sur l'excellence opérationnelle, soutenue par la sécurité avant tout, sur la gestion rigoureuse du capital en investissant dans des projets de grande valeur et sur notre engagement en faveur de la gestion responsable des ressources et du développement durable.

Suncor continue de réaliser des progrès vers sa transformation numérique et à mettre en œuvre de nouvelles technologies numériques dans l'ensemble de l'organisation afin d'améliorer la sécurité, la productivité, la fiabilité et la performance environnementale de ses activités. La Société prévoit que cela permettra d'améliorer l'efficacité opérationnelle et de réaliser de nouvelles économies de coûts structurels. En 2022, la Société

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

2) Mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

entend poursuivre sa transformation numérique grâce à des initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement et à des initiatives visant nos systèmes administratifs essentiels, qui devraient contribuer à l'atteinte des objectifs de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles. La Société prévoit que la mise en œuvre des technologies numériques améliorera sa sécurité, facilitera la transition vers le lieu de travail du futur, accroîtra l'excellence opérationnelle et dégagera de la valeur ajoutée.

La redistribution de valeur aux actionnaires et l'amélioration continue du bilan demeurent des priorités absolues pour Suncor, comme en font foi les progrès accomplis en 2021 au chapitre de la réduction de la dette, de l'augmentation des dividendes et des rachats d'actions. La Société maintiendra une stratégie de réduction de la dette prudente dans le but d'atteindre sa fourchette cible de dette nette de 12 G\$ à 15 G\$ visée pour 2025. En 2022, la Société compte répartir ses flux de trésorerie disponibles annuels, après le versement des dividendes, de manière égale entre les rachats d'actions et les réductions de la dette. En outre, après la clôture de l'exercice, elle a obtenu l'autorisation de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités, pour la période allant du 8 février 2022 au 7 février 2023, ce qui lui permettra de racheter un maximum d'environ 5 % de ses actions ordinaires émises et en circulation au 31 janvier 2022.

En 2021, Suncor a annoncé sa nouvelle volonté stratégique de réduire ses émissions de GES à zéro d'ici 2050 et de contribuer largement aux ambitions sociétales de zéro émission nette. Afin de s'aligner sur cette volonté, la Société s'est fixé comme objectif à court terme de réduire ses émissions annuelles de 10 mégatonnes par année d'ici 2030 à l'échelle de sa chaîne de valeur, un objectif qui remplace sa cible antérieure visant une réduction de 30 % de l'intensité des émissions d'ici 2030. Suncor prévoit y arriver grâce à des investissements pragmatiques et économiques qui sont en accord, ou en synergie, avec ses capacités fondamentales, notamment en prenant appui sur son expertise existante en énergie à faible intensité carbonique et en carburants renouvelables, et en augmentant sa production d'hydrogène propre. Cela comprend les travaux de construction liés au projet de parc éolien Forty Mile, un projet d'énergie éolienne d'une capacité de 200 MW dans le sud de l'Alberta qui devrait générer une valeur considérable grâce à une production d'électricité durable et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor. Le projet est actuellement en construction et devrait être achevé et prêt à être mis en service à la fin de 2022, contribuant ainsi à l'atteinte des objectifs de la Société en matière de flux de fonds disponibles supplémentaires et de réduction des émissions, tout en répondant à la demande croissante des clients pour une énergie à faibles émissions de carbone.

Investir dans de nouvelles technologies qui tirent parti des capacités de base actuelles de Suncor et fournissent des sources nouvelles d'énergie durable est essentiel pour élargir les activités énergétiques à faibles émissions. Les placements stratégiques en capitaux propres dans deux entreprises de biocarburants, qui travaillent actuellement sur des projets de technologie de carburants renouvelables, sont des exemples qui illustrent comment la Société se rapproche de son objectif. Le premier de ces placements a été accordé à Recyclage Carbone Varennes, une usine de biocarburants située à Varennes, au Québec, qui est en cours de construction et qui transformera des déchets industriels et commerciaux non recyclables en biocarburants et produits chimiques renouvelables. La Société détient également un placement en capitaux propres dans LanzaJet, Inc., une entreprise vouée à la mise en marché de carburant d'aviation durable et de diesel renouvelable. La construction d'une bioraffinerie commerciale près de Soperton, en Géorgie, va bon train et l'usine, qui devrait entrer en production à la fin de l'année 2022, permettra à Suncor de fournir du carburant d'aviation durable et à faibles émissions à ses clients. Du point de vue de la conception, la construction des deux projets a été pensée pour être reproductible et permettre une expansion rapide afin de saisir les occasions considérables de croissance que pourraient représenter les combustibles liquides renouvelables, si l'aspect économique devait être attirant. Suncor est d'avis que ces investissements complètent ses activités existantes dans le secteur des biocarburants et font preuve de son engagement à devenir un leader mondial dans l'industrie énergétique.

En 2021, Suncor a investi dans Svante Inc., une entreprise canadienne de capture du carbone. Grâce au soutien de Suncor et d'autres entreprises, Svante Inc. accélère le déploiement commercial de sa technologie pour capter le CO₂ émis par les grands émetteurs de GES, comme les industries du ciment, de l'acier et de la production pétrolière et gazière, à un coût inférieur à celui des méthodes actuelles. La capture du carbone est un domaine technologique stratégique pour Suncor, qui souhaite réduire les émissions de GES de ses activités de base et produire de l'hydrogène à faible empreinte carbone comme produit énergétique. En outre, Suncor et ATCO Ltd. ont annoncé qu'ils s'associaient dans un projet potentiel de production d'hydrogène propre de calibre mondial en Alberta, au Canada. On s'attend à une décision concernant l'autorisation du projet en 2024, et l'installation pourrait entrer en service dès 2028 à condition d'avoir l'approbation des organismes de réglementation et le soutien fiscal requis pour assurer sa viabilité économique. Ce projet devrait améliorer considérablement la stratégie de Suncor et de l'Alberta en matière d'hydrogène, générer une importante activité économique et apporter une contribution appréciable aux objectifs de zéro émission nette de la Société et du Canada.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Résultat net	(1 491)	(557)	(679)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(101)	(286)	(590)
Charge de restructuration	126	—	—
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme	60	—	—
Incidence des ajustements du taux d'impôt sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	(48)
Résultat d'exploitation ajusté ²⁾	(1 406)	(843)	(1 317)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	<i>(1 262)</i>	<i>(936)</i>	<i>(1 113)</i>
<i>Éliminations – profit intersectoriel (éliminé) réalisé</i>	<i>(144)</i>	<i>93</i>	<i>(204)</i>
Fonds provenant de l'exploitation ajustés ²⁾	(1 322)	(872)	(1 249)

1) En 2019, la Société a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 48 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'impôt des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.

2) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Siège social et énergie renouvelable

Le siège social a affiché une perte d'exploitation ajustée de 1,262 G\$ en 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 936 M\$ en 2020. Cette hausse de la perte d'exploitation ajustée s'explique essentiellement par une charge de rémunération fondée sur des actions en 2021, comparativement à un recouvrement de rémunération fondée sur des actions en 2020. La perte d'exploitation ajustée de 2020 tient compte des règlements fiscaux favorables et de l'allègement prévu par le programme de SSUC. En 2021, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 144 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison de 120 M\$ en 2020.

Exercices clos les 31 décembre	2021	2020	2019
Volume de production d'énergie renouvelable commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	183	200	184

1) L'énergie produite tient compte d'une production réduite pour laquelle la Société a obtenu une compensation.

Éliminations – Profit intersectoriel réalisé (éliminé)

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. En 2021, la Société a reporté un profit intersectoriel après impôt de 144 M\$, tandis qu'elle avait réalisé un profit de 93 M\$ en 2020. Le report du profit en 2021 s'explique par une hausse des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères en 2021, en raison du fait que les charges d'alimentation à plus faible marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ont été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à forte marge, ce qui a donné lieu à un report de profit à l'échelle de la Société.

Les fonds affectés à l'exploitation ajustés inscrits par le secteur Siège social et éliminations se sont élevés à 1,322 G\$ en 2021, en comparaison de 872 M\$ en 2020, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur la perte d'exploitation ajustée, ajustés pour tenir compte de la composante hors trésorerie de la charge de rémunération fondée sur des actions.

5. Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2021

Faits saillants financiers et d'exploitation

Trimestres clos les 31 décembre
(en millions de dollars, sauf
indication contraire)

	2021	2020
Résultat net		
Sables pétroliers	896	(293)
Exploration et production	465	(379)
Raffinage et commercialisation	450	268
Siège social et éliminations	(258)	236
Total	1 553	(168)
Résultat d'exploitation ajusté⁽¹⁾⁽²⁾		
Sables pétroliers	898	(130)
Exploration et production	238	44
Raffinage et commercialisation	437	280
Siège social et éliminations	(279)	(303)
Total	1 294	(109)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés⁽¹⁾		
Sables pétroliers	2 175	729
Exploration et production	425	312
Raffinage et commercialisation	765	415
Siège social et éliminations	(221)	(235)
Total des fonds provenant de l'exploitation ajustés	3 144	1 221
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(529)	(407)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 615	814
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétroliers – produits valorisés – production nette de pétrole brut synthétique et de diesel	515,0	514,3
Sables pétroliers – bitume non valorisé	150,9	157,2
Exploration et production	77,4	97,7
Total	743,3	769,2

- Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- En 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 de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Résultat net

Suncor a inscrit un bénéfice net consolidé de 1,553 G\$ pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 168 M\$ pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent. Le résultat net reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation ajusté et qui sont décrits plus loin.

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

- La Société a inscrit dans les charges financières un profit de change latent à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 25 M\$ (21 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 602 M\$ (539 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2020.
- La Société a comptabilisé, dans le poste « Autres produits (pertes) », un profit latent au titre des activités de gestion des risques de 14 M\$ (11 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte de 44 M\$ (33 M\$ après impôt) pour le quatrième trimestre de 2020.
- La Société a inscrit un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle conclue au début du quatrième trimestre de 2021, qui a été comptabilisé dans le secteur E&P.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) liées à sa quote-part dans les actifs de White Rose, dans le secteur E&P, en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétroliers, une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone X.

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

Les fonds provenant de l'exploitation ajustés se sont établis à 3,144 G\$ (2,17 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 1,221 G\$ (0,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2020. 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-dessous.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont chiffrés à 2,615 G\$ (1,80 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 814 M\$ (0,53 \$ par action ordinaire) au quatrième trimestre de l'exercice précédent. En plus des facteurs qui sont

mentionnés ci-dessous, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au cours des deux périodes. La sortie de trésorerie du quatrième trimestre de 2021 découle essentiellement d'une hausse des créances attribuable à une hausse des ventes et à une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au cours du trimestre, ainsi que d'une diminution des dettes fournisseurs et charges à payer. Ces facteurs ont été partiellement neutralisés par l'augmentation des impôts à payer liée à la charge d'impôt exigible de 2021 de la Société, qui est payable au début de 2022.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 898 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 130 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique essentiellement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été inférieurs au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société, qui s'est établie à 515 000 b/j pour le quatrième trimestre de 2021, a avoisiné celle de 514 300 b/j inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 96 % au quatrième trimestre de 2021, contre 95 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

L'accroissement de la production de pétrole brut synthétique de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, soutenue par une production accrue de bitume *in situ* détournée vers les installations de valorisation afin de maximiser les volumes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, a été largement contrebalancé par une production plus faible à Syncrude en raison de travaux de maintenance non planifiés, qui ont été achevés après la clôture du trimestre. La production du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence des travaux de maintenance planifiés de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, qui ont été achevés au début du trimestre.

La production de bitume non valorisé de la Société s'est établie à 150 900 b/j au quatrième trimestre de 2021, contre 157 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, la baisse étant principalement attribuable à la production moindre de Fort Hills, qui a repris ses activités à deux trains à la fin du quatrième trimestre de 2021. La Société est sur la bonne voie pour exploiter l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % tout au long de 2022.

Au quatrième trimestre de 2021, la production de bitume non valorisé provenant des actifs *in situ* de la Société a été comparable à celle du quatrième trimestre de l'exercice précédent, l'augmentation globale des volumes de production ayant été contrebalancée par le détournement de la

production accrue de bitume de Firebag vers les installations de valorisation. Les résultats du quatrième trimestre de 2021 reflètent l'incidence des travaux de maintenance moindres menés à Firebag par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Au quatrième trimestre de 2021, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel s'est établi à 496 100 b/j, en comparaison de 495 600 b/j au quatrième trimestre de 2020, ce qui reflète la hausse de la production de produits valorisés.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 176 700 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 139 600 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par un prélèvement sur les stocks au quatrième trimestre de 2021, comparativement à une accumulation des stocks au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent, partiellement contrebalancé par la baisse de la production au cours du trimestre à l'étude.

Exploration et production

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 238 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021, en hausse comparativement à celui de 44 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et par une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancée par la baisse du volume des ventes.

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 47 600 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 56 800 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par les déclinés naturels. Les résultats des deux périodes ont pâti de l'absence de production provenant de Terra Nova, l'actif étant hors service depuis le quatrième trimestre de 2019. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova se trouve en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance. Elle devrait être de retour au Canada et reprendre ses activités avant la fin de 2022.

La production du secteur E&P International s'est établie à 29 800 bep/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 40 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution des volumes de production enregistrée au cours du trimestre à l'étude s'explique principalement par l'absence de production du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle, la vente de l'actif ayant été réalisée au début du quatrième trimestre de 2021, et par les déclinés naturels.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 67 200 bep/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 98 800 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse des volumes de production et d'une accumulation des stocks du secteur E&P Canada liée au calendrier des ventes acheminées par navire à la fin de l'exercice.

Raffinage et commercialisation

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation ajusté de 437 M\$ pour le quatrième trimestre de 2021, en hausse en comparaison de 280 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des marges de raffinage et de commercialisation attribuable à l'augmentation considérable des marges de craquage de référence au cours du quatrième trimestre de 2021 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté reflète un profit de 106 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une hausse des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés au cours du quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 44 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le résultat d'exploitation ajusté a subi l'incidence défavorable de charges d'exploitation plus élevées pour le quatrième trimestre de 2021 que pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est accru pour s'établir à 447 000 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 96 % au quatrième trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 438 000 b/j et un taux d'utilisation de 95 % au quatrième trimestre de 2020, ce qui reflète un taux d'utilisation élevé de l'ensemble des raffineries. Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 550 100 b/j au quatrième trimestre de 2021, en comparaison de 508 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les taux d'utilisation élevés enregistrés au cours du

trimestre, la hausse de la demande et des circuits de vente bien établis ont permis à la Société de tirer parti de l'amélioration du contexte commercial.

Siège social et éliminations

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation ajustée de 279 M\$ au quatrième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation ajustée de 303 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par l'incidence favorable des règlements fiscaux au trimestre correspondant de l'exercice précédent, facteur partiellement contrebalancé par une diminution des charges d'intérêts sur la dette à long terme découlant des remboursements sur la dette effectués tout au long de 2021. Au quatrième trimestre de 2021, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 38 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 26 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Au quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 25 M\$, alors qu'elle avait reporté un profit intersectoriel après impôt de 21 M\$ au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

6. Données financières trimestrielles

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	665,9	605,1	615,7	690,6	671,5	519,0	553,7	630,1
Exploration et production	77,4	93,5	84,0	95,3	97,7	97,2	101,8	109,7
	743,3	698,6	699,7	785,9	769,2	616,2	655,5	739,8
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	11 149	10 145	9 159	8 679	6 615	6 427	4 229	7 391
Autres produits (pertes)	10	68	(66)	(43)	(21)	30	16	365
	11 159	10 213	9 093	8 636	6 594	6 457	4 245	7 756
Résultat net	1 553	877	868	821	(168)	(12)	(614)	(3 525)
par action ordinaire ¹⁾ (en dollars)	1,07	0,59	0,58	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)
Résultat d'exploitation ajusté²⁾³⁾	1 294	1 043	722	746	(109)	(338)	(1 345)	(421)
par action ordinaire ³⁾⁴⁾⁵⁾ (en dollars)	0,89	0,71	0,48	0,49	(0,07)	(0,22)	(0,88)	(0,28)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés²⁾	3 144	2 641	2 362	2 110	1 221	1 166	488	1 001
par action ordinaire ⁴⁾⁵⁾ (en dollars)	2,17	1,79	1,57	1,39	0,80	0,76	0,32	0,66
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 615	4 718	2 086	2 345	814	1 245	(768)	1 384
par action ordinaire ⁵⁾ (en dollars)	1,80	3,19	1,39	1,54	0,53	0,82	(0,50)	0,91
RCI⁴⁾ (% sur 12 mois)	8,6	4,5	1,9	(1,4)	(6,9)	(10,2)	(7,5)	(1,3)
RCI, compte non tenu des pertes de valeur et des reprises de pertes de valeur⁴⁾⁶⁾ (% sur 12 mois)	8,2	4,9	2,6	(0,6)	(2,9)	(1,3)	1,0	7,0
Profit (perte) de change latent(e) sur la dette libellée en dollars américains, après impôt	21	(257)	156	181	539	290	478	(1 021)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,47
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	31,65	26,26	29,69	26,27	21,35	16,26	22,89	22,46
Bourse de New York (\$ US)	25,03	20,74	23,97	20,90	16,78	12,23	16,86	15,80

1) De base et dilué par action.

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

3) En 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 « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR » 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 » 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 et dilués par action.

6) Le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, aurait été de 5,1 % au premier trimestre de 2020 compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'impôt des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2021	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	77,15	70,55	66,05	57,80	42,65	40,95	27,85	46,10
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	79,70	73,45	68,85	60,85	44,20	43,00	29,20	50,15
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	8,60	7,80	6,20	4,70	3,30	3,50	2,70	15,95
MSW à Edmonton	\$ CA/b	93,25	83,75	77,25	66,55	50,25	51,30	30,20	52,00
WCS à Hardisty	\$ US/b	62,50	56,95	54,60	45,40	33,35	31,90	16,35	25,60
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(14,65)	(13,60)	(11,45)	(12,40)	(9,30)	(9,05)	(11,50)	(20,50)
(Écart) prime – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	(1,80)	(1,60)	0,35	(3,50)	(3,05)	(2,45)	(4,55)	(2,70)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	79,10	69,20	66,40	58,00	42,55	37,55	22,20	46,20
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	4,70	3,60	3,10	3,15	2,65	2,25	2,00	2,05
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	107,30	100,35	104,50	95,45	46,15	43,85	29,90	67,05
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,65	20,90	20,35	15,60	9,85	10,20	12,20	14,75
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	16,90	20,45	20,25	13,40	7,95	7,75	6,75	9,75
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	25,35	26,70	24,55	15,80	13,15	12,55	12,20	18,30
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,65	19,55	18,25	14,45	9,00	8,55	9,00	13,00
Obligation au titre des volumes renouvelables aux États-Unis	\$ US/b	6,10	7,33	8,13	5,50	3,48	2,64	2,21	1,58
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,79	0,81	0,79	0,77	0,75	0,72	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,79	0,78	0,81	0,80	0,78	0,75	0,73	0,71

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.

Éléments importants ou inhabituels influant sur le résultat net

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation ajustés trimestriels de Suncor sont influencées principalement par la réalisation de travaux de maintenance d'envergure ainsi que par les variations des cours des marchandises et des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change, tel qu'il est précisé à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. Les tendances au chapitre du résultat net trimestriel et des fonds provenant de l'exploitation ajustés trimestriels subissent également l'incidence d'événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme la pandémie de COVID-19 qui a débuté au premier trimestre de 2020, des incidents liés à l'exploitation et les réductions obligatoires de la production qui ont été imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019 et levées en décembre 2020.

En plus des répercussions des variations des volumes de production et de l'évolution du contexte commercial, les événements ou les ajustements importants suivants ont influé sur le résultat net de Suncor pour les huit derniers trimestres :

- Au quatrième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé dans le secteur E&P un profit de 227 M\$ (227 M\$ après impôt) sur la vente de sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.
- Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une reprise de perte de valeur hors trésorerie de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la 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 dans les charges financières une perte de 80 M\$ (60 M\$ après impôt) découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme du secteur Siège social et éliminations.
- Au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Siège social et éliminations, une charge de restructuration de 168 M\$ (126 M\$ après impôt) liée à la réduction des effectifs.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) liées à sa quote-part dans les actifs de White Rose, dans le secteur Exploration et production (« E&P »), en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.
- Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 560 M\$ (422 M\$ après impôt) liées à sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut consécutive à une baisse de la demande mondiale observée en 2020 en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19 et des modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production.
- Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures après impôt de 240 M\$ (177 M\$ après impôt) dans le secteur Sables pétrolifères et de 296 M\$ (220 M\$ après impôt) dans le secteur R&C afin de les ramener à leur valeur nette de réalisation étant donné la baisse marquée des cours de référence et de la demande pour le pétrole brut et les produits raffinés attribuable aux mesures prises pour freiner la propagation de la COVID-19. La réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures totalisant 536 M\$ (397 M\$ après impôt), laquelle, au premier trimestre de 2020, était prise en compte dans le résultat net mais non dans le résultat d'exploitation ajusté et les fonds provenant de l'exploitation ajustés, a été réalisée par le biais du résultat d'exploitation ajusté et des fonds provenant de l'exploitation ajustés du deuxième trimestre de 2020 lorsque le produit a été vendu.

7. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020	2019
Sables pétrolifères	3 168	2 736	3 522
Exploration et production	270	489	1 070
Raffinage et commercialisation	825	515	818
Siège social et éliminations	292	186	148
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	4 555	3 926	5 558
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(144)	(120)	(122)
	4 411	3 806	5 436

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

Exercice clos les 31 décembre 2021 (en millions de dollars)	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 216	420	1 636
In situ	132	298	430
Fort Hills	253	—	253
Syncrude	652	97	749
Exploration et production	—	242	242
Raffinage et commercialisation	751	73	824
Siège social et éliminations	53	224	277
	3 057	1 354	4 411

- 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 rentables 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.

En 2021, Suncor a affecté un montant total de 4,411 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, compte non tenu des coûts d'emprunt incorporés à l'actif de 144 M\$. De ce montant, 30 % ont été affectés aux activités d'investissement rentable et 70 % aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, ce qui correspond aux dépenses en immobilisations prévues pour l'exercice.

Les dépenses en immobilisations de la Société en 2021 étaient dirigées vers la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et fortement orientées vers des activités de maintien et de maintenance des actifs par le biais du plus important programme de maintenance annuel de l'histoire de la Société. Étaient notamment prévus des travaux de révision planifiés importants visant l'ensemble de ses raffineries du secteur Sables pétrolifères, y compris des travaux de révision planifiés importants à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et des travaux de révision planifiés à la

plus grande installation de cokéfaction de Syncrude. En 2020, en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19, la Société a reporté, suspendu et annulé certains projets d'investissement ou modifié l'étendue des travaux afin de réduire les coûts et de se conformer aux mesures de sécurité liées à la COVID-19.

Les activités menées en 2021 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé en 2021 des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance totalisant 1,216 G\$, qui ont porté principalement sur le maintien d'une exploitation sécuritaire, fiable et efficiente. Le programme de maintenance planifiée de la Société pour 2021 comprenait la maintenance annuelle planifiée des installations de cokéfaction au printemps et l'importante révision planifiée de cinq ans portant sur l'usine de valorisation 2 à l'automne.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements rentables de 420 M\$ du secteur Sables pétrolifères – Activités de base pour 2021 ont été principalement affectées aux investissements visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone en remplaçant ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération.

Activités *in situ*

En 2021, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 430 M\$, dont 298 M\$ ont été affectés aux investissements rentables, notamment à la conception et à la construction des plateformes de puits visant la mise en valeur des réserves supplémentaires qui devraient assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production provenant des plateformes de puits existantes fléchira. Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de 132 M\$ représentent essentiellement des dépenses en immobilisations liées au programme de travaux de maintenance planifiés de la Société, notamment les travaux de maintenance planifiés à Firebag.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de Fort Hills se sont établies à 253 M\$ en 2021. Ce montant a été affecté en totalité aux dépenses en immobilisations de maintien liées à la mise en valeur de la mine et des installations de gestion des résidus miniers en vue de soutenir les activités en cours.

Syncrude

Les dépenses en immobilisations de Syncrude ont totalisé 749 M\$ en 2021. La majeure partie de ce montant a été affecté au paiement de dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance qui visaient à améliorer la fiabilité des actifs et comprend les dépenses affectées aux travaux de révision planifiés exécutés à la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude.

Exploration et production

En 2021, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 242 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissement rentable, notamment les travaux de forage de développement à Hebron ainsi que les travaux de mise en valeur portant sur la phase 2 de Buzzard, le projet Fenja et le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif à Terra Nova. L'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova se trouve en cale sèche en Espagne, où elle fait l'objet de travaux de maintenance, et elle devrait être de retour au Canada pour une reprise des activités avant la fin de 2022.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 824 M\$ en 2021, se rapportent principalement au maintien continu et aux améliorations des raffineries et des activités de vente au détail et englobent tous les travaux de révision planifiés menés dans l'ensemble des raffineries de la Société au cours de l'exercice.

Siège social

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 277 M\$ en 2021 et ont été affectées principalement à des projets d'investissements rentables liés aux initiatives

de la Société en matière de technologies de l'information et à d'autres projets de la Société, de même qu'au projet de parc éolien Forty Mile.

Suncor prévoit que les dépenses en immobilisations de 2022 seront affectées aux projets et initiatives décrits ci-après.

Sables pétrolifères

En 2022, les plans d'investissement rentable prévoient des capitaux visant à remplacer les chaudières à coke afin de faire progresser la production d'électricité à faibles émissions de carbone du secteur Sables pétrolifères. Les nouvelles installations devraient être en service entre 2024 et 2025. Les autres activités visant à assurer le maintien de la capacité de production aux installations existantes comprennent la mise en valeur constante des réserves en aménageant de nouvelles plateformes de puits dans les installations *in situ*.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance pour 2022 comprennent des dépenses liées à la gestion des résidus miniers ainsi que les dépenses liées aux importants travaux de révision planifiés à Firebag, aux travaux de maintenance planifiés à l'usine de valorisation 1 et aux travaux de maintenance annuels planifiés aux installations de cokéfaction de l'usine de valorisation 2.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de 2022 seront axées sur le développement continu de projets d'exploitation minière et de gestion des résidus miniers afin de préserver la capacité de production.

Syncrude

En 2022, les plans d'investissement rentable prévoient des capitaux visant à poursuivre le projet d'extension ouest de la mine Mildred Lake. En 2022, les dépenses en immobilisations de maintien porteront essentiellement sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés et sur la mise en œuvre de programmes destinés à rehausser la fiabilité et à maintenir la capacité de production, ce qui comprend des travaux de maintenance planifiés des installations de gestion des résidus miniers et un important programme de travaux de révision planifiés.

Exploration et production

En 2022, les dépenses en immobilisations devraient inclure des investissements rentables dans les projets Terra Nova, Hebron, Hibernia, Fenja, Oda et Buzzard, ainsi que dans le projet de mise en valeur future Rosebank.

Raffinage et commercialisation

La Société s'attend à ce que les dépenses en immobilisations de maintien soient axées sur le maintien et l'amélioration continus des activités de raffinage et de vente au détail, y compris sur les travaux de maintenance planifiés portant sur l'ensemble de ses raffineries. Les investissements rentables seront principalement axés sur le réseau de vente au détail et en gros de l'entreprise.

Siège social

En 2022, la Société prévoit continuer d'effectuer des investissements rentables dans des projets liés à la technologie numérique et dans le projet de parc éolien Forty Mile dans le sud de l'Alberta, qui devrait être achevé vers la fin de 2022.

8. Situation financière et situation de trésorerie

Situation de trésorerie et sources de financement

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Flux de trésorerie liés aux			
Activités d'exploitation	11 764	2 675	10 421
Activités d'investissement	(3 977)	(4 524)	(5 088)
Activités de financement	(7 464)	1 786	(5 537)
Perte de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(3)	(12)	(57)
Augmentation (diminution) de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	320	(75)	(261)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	2 205	1 885	1 960
Rendement du capital investi (%) ¹⁾²⁾	8,6	(6,9)	4,9
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés ¹⁾ (en nombre de fois)	1,6	5,1	1,5
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres ¹⁾ (%)	33,4	37,8	29,9
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ¹⁾³⁾ (%)	30,6	35,7	27,6
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ¹⁾³⁾ (%)	26,6	32,1	23,7

- 1) Mesures financières hors PCGR ou comprend des mesures hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- 2) Le RCI aurait été de 8,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, compte non tenu de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021. Le RCI aurait été de (2,9) % pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) et 560 M\$ (422 M\$ après impôt) au premier trimestre de 2020. Le RCI aurait été de 10,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,716 G\$ (2,803 G\$ après impôt) et de 521 M\$ (393 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2019.
- 3) Au premier trimestre de 2021, la Société a ajouté deux mesures supplémentaires de la dette qui reflètent des informations additionnelles que la direction utilise pour évaluer la gestion du capital.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société se sont chiffrés à 11,764 G\$ en 2021, en comparaison de 2,675 G\$ en 2020. Cette augmentation découle principalement de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial et l'accroissement de la production de pétrole brut et du débit de traitement du brut. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une hausse des redevances découlant essentiellement de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'augmentation des charges. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'exercice précédent reflétaient l'incidence négative de la baisse considérable de la demande de carburant de transport, partiellement contrebalancée par les réductions de coûts à la suite de la pandémie de COVID-19, compte tenu de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation pour la période à l'étude reflètent une entrée de trésorerie prise en compte dans le fonds de roulement, laquelle s'explique essentiellement par une augmentation nette des impôts à payer liée à la charge d'impôt exigible de 2021 de la Société, qui est payable au début de 2022, et par une hausse des dettes fournisseurs et charges à payer, facteurs partiellement contrebalancés par une hausse des créances attribuable à une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut au cours de l'exercice. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de l'exercice précédent reflétaient une sortie de trésorerie prise en compte dans le fonds de roulement.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 3,977 G\$ en 2021, en comparaison de 4,524 G\$ en 2020. Cette diminution tient principalement à la baisse du fonds de roulement lié à l'investissement survenue en relation avec le calendrier des paiements et au produit tiré de la vente de la participation de la Société dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par la hausse des dépenses en immobilisations observée au cours de l'exercice à l'étude par suite de l'exécution du plus important programme de travaux de maintenance annuels jamais entrepris par la Société. En 2020 la Société ayant limité, reporté ou annulé certains projets d'investissement en réaction à la pandémie de COVID-19.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

La Société a affecté des flux de trésorerie de 7,464 G\$ aux activités de financement en 2021. En comparaison, les activités de financement avaient généré des flux de trésorerie de 1,786 G\$ en 2020. Les flux de trésorerie affectés aux activités de financement en 2021 sont principalement liés à la diminution de la dette à court terme et de la dette nette à long terme ainsi qu'à la hausse des rachats d'actions.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des facilités de crédit disponibles, y compris le papier commercial. La direction de Suncor estime que la Société disposera de sources de financement suffisantes pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2022, de l'ordre de 4,7 G\$, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et des équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les 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 de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances, les taux de change et la demande de carburants de transport.

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

Sources de financement disponibles

Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et ses équivalents, qui s'élevaient à 2,205 G\$ au 31 décembre 2021, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 20 jours. En 2021, ces placements ont rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 1 M\$.

Activités de financement

Les intérêts sur la dette et les obligations locatives de Suncor (compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif) se sont élevés à 995 M\$ en 2021, en baisse par rapport à 1,050 G\$ en 2020, en raison d'une importante diminution de la dette à court terme observée au cours de l'exercice et de la réduction nette de la dette à long terme qui a eu lieu au cours de l'exercice 2021.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 4,247 G\$ au 31 décembre 2021, en baisse comparativement à 6,043 G\$ au 31 décembre 2020. Cette baisse de liquidités s'explique essentiellement par l'annulation des facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ qui n'étaient plus nécessaires étant donné qu'elles avaient été conclues en mars et en avril 2020 afin d'assurer que la Société dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19, ainsi qu'à la réduction du montant des facilités de crédit consortiales de la Société. La diminution a été partiellement contrebalancée par une augmentation du crédit disponible attribuable à la baisse du solde de papier commercial. Au 31 décembre 2021, Suncor disposait de liquidités d'environ 6,5 G\$.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2021 :

(en millions de dollars)	2021
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2025	3 000
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2024	2 531
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	1 420
Total des facilités de crédit	6 951
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(1 284)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(1 147)
Total des facilités de crédit inutilisées ¹⁾	4 520

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins en liquidité s'élevaient à 4,247 G\$ au 31 décembre 2021 (6,043 G\$ au 31 décembre 2020).

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt détenus par le public. L'omission de se conformer à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 31 décembre 2021, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 33,4 % (37,8 % au 31 décembre 2020), soit une baisse par rapport à l'exercice précédent attribuable aux niveaux d'endettement et à une augmentation des capitaux propres découlant d'une hausse du résultat net. Au 31 décembre 2021, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Évolution de la dette nette¹⁾

(en millions de dollars)	
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2020	21 699
Diminution nette de la dette à long terme	(1 028)
Diminution nette de la dette à court terme	(2 256)
Augmentation de l'obligation locative	(325)
Paiements de loyers	(32)
Incidence du change sur la dette et autres	(44)
Dette totale ¹⁾ au 31 décembre 2021	18 354
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2021	2 205
Dette nette ¹⁾ au 31 décembre 2021	16 149

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

Au 31 décembre 2021, la dette nette de Suncor s'élevait à 16,149 G\$, contre 19,814 G\$ au 31 décembre 2020. En 2021, la dette nette a diminué de 3,665 G\$, ce qui s'explique principalement par la diminution nette de la dette à court terme et à long terme, par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location en 2021 et par une augmentation de la trésorerie et des équivalents de trésorerie par rapport à l'exercice précédent, partiellement contrebalancés par les contrats de location supplémentaires conclus en 2021.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ajustés s'est établi à 1,6 fois, ce qui est inférieur à la cible maximale de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 3,0 fois.

Après la clôture de l'exercice, la Société a procédé au remboursement anticipé de ses billets à 4,50 % en circulation d'un montant de 182 M\$ US, qui devaient initialement arriver à échéance au deuxième trimestre de 2022.

Notations

Les notations de crédit obtenues par la Société influent sur le coût de ses capitaux empruntés et sur sa liquidité. La capacité de la Société à obtenir des emprunts non garantis à un coût raisonnable dépend avant tout du maintien d'une note élevée. Une baisse des notes de la Société pourrait compromettre sa capacité à obtenir du financement, à accéder aux marchés financiers et à conclure des opérations sur dérivés ou des opérations de couverture à un coût raisonnable dans le cours normal de ses activités, et pourrait l'obliger à offrir des garanties supplémentaires à l'égard de certains contrats.

Au 23 février 2022, les notations de la dette de premier rang à long terme de la Société se présentaient comme suit :

Dette de premier rang à long terme	Note	Perspectives à long terme
Standard & Poor's	BBB+	Négative
Dominion Bond Rating Service	A (bas)	Stable
Moody's Investors Service	Baa1	Stable

Au 23 février 2022, les notations du papier commercial de la Société se présentaient comme suit :

Papier commercial	Notation du programme canadien	Notation du programme américain
Standard & Poor's	A-1 (bas)	A-2
Dominion Bond Rating Service	R-1 (bas)	Non noté
Moody's Investors Service	Non noté	P2

Se reporter à la rubrique « Description de la structure du capital – Notes de crédit » de la notice annuelle 2021 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 décembre 2021
Actions ordinaires	1 441 251
Options sur actions ordinaires – exerçables	28 421
Options sur actions ordinaires – non exerçables	8 669

Au 23 février 2022, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 431 430 756 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 32 937 645. Une fois exerçables, les options sur actions ordinaires en cours peuvent être exercées à raison d'une option pour une action ordinaire.

Rachats d'actions

Au premier trimestre de 2021, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue d'entamer une offre publique de rachat pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoyait qu'entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022, Suncor peut racheter, aux fins d'annulation, au plus 44 000 000 de ses actions ordinaires, soit environ 2,9 % de ses 1 525 150 794 actions ordinaires émises et en circulation au 31 janvier 2021.

Au troisième trimestre de 2021, 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 environ au plus 5 % de ses actions ordinaires en circulation, 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 30 juillet 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis modifié prévoyait que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 44 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021.

Au cours du quatrième trimestre de 2021, 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 environ au plus 7 % 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 29 octobre 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 76 250 000 actions, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 106 700 000 actions ordinaires, soit environ 7 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2021.

Après la clôture du quatrième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour renouveler le programme de rachat d'actions de la Société visant le rachat

d'environ au plus 5 % de ses actions ordinaires, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue de renouveler son offre publique de rachat par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres systèmes de négociation. L'avis prévoit qu'entre le 8 février 2022 et le 7 février 2023, Suncor pourra racheter aux fins d'annulation au plus 71 650 000 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.

Aux termes de l'offre publique de rachat précédente de Suncor, dans sa version modifiée le 29 octobre 2021, Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 106 700 000 actions ordinaires entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022. Entre le 8 février 2021 et le 7 février 2022 et conformément à son offre publique de rachat précédente (dans sa version modifiée), Suncor a racheté 91 046 656 actions ordinaires sur le marché

libre pour environ 2,554 G\$, à un prix moyen pondéré de 28,06 \$ par action.

Entre le 8 février 2022 et le 23 février 2022, et conformément à l'offre publique de rachat en vigueur de Suncor (dans sa forme renouvelée), Suncor a racheté 3 224 200 actions sur le marché libre pour environ 120 M\$, à un prix moyen pondéré de 37,21 \$ par action.

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées	83 959	7 527	55 298
Coût des rachats d'actions	2 304	307	2 274
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	27,45	40,83	41,12

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

Outre les obligations exécutoires et juridiquement contraignantes qui sont présentées dans le tableau ci-dessous, Suncor a contracté, dans le cours normal de ses activités, des obligations en matière de produits et de services qu'elle peut résilier moyennant un bref préavis, notamment des engagements visant l'achat de marchandises pour lesquelles il existe un marché actif et fortement liquide et qui sont destinées à la revente peu après l'achat.

La Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait une incidence significative, actuelle ou future, sur sa situation financière ou sa performance financière, y compris ses ressources en matière de trésorerie et de capital.

Dans le cours normal de ses activités, la Société a des obligations relatives à des paiements futurs, notamment dans le cadre d'obligations contractuelles et d'engagements non résiliables.

(en millions de dollars)	Montant à payer par période						
	2022	2023	2024	2025	2026	Par la suite	Total
Dettes à long terme ¹⁾	969	1 295	720	1 403	1 724	18 836	24 947
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	305	354	407	401	348	12 012	13 827
Engagements au titre de contrats à long terme, de services de transport par pipeline et de services énergétiques ³⁾	1 957	1 555	1 470	1 323	1 263	8 228	15 796
Engagements au titre de travaux de prospection ³⁾	—	20	—	64	1	454	539
Obligations locatives ⁴⁾	459	407	372	342	318	2 633	4 531
Autres obligations à long terme ⁵⁾	4	18	18	18	18	—	76
Total	3 694	3 649	2 987	3 551	3 672	42 163	59 716

1) Comprennent la dette à long terme et les versements d'intérêts sur la dette à long terme. Se reporter aux notes 21 et 27 des états financiers consolidés audités de 2021 de Suncor.

2) Représentent le montant non actualisé (compte non tenu de l'inflation) des coûts de remise en état des lieux et de démantèlement. Se reporter à la note 24 des états financiers consolidés audités de 2021 de Suncor.

3) Se reporter à la note 32 des états financiers consolidés audités de 2021 de Suncor.

4) Se reporter aux notes 21 et 27 des états financiers consolidés audités de 2021 de Suncor.

5) Comprennent la prime à la signature des CEPP en Libye. Se reporter à la note 22 des états financiers consolidés audités de 2021 de Suncor.

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités. Il s'agit principalement de ventes à des entités liées dans le cadre des activités du secteur R&C de la Société. Se reporter à la note 31 des états financiers consolidés audités de 2021 pour obtenir plus de précisions sur ces transactions et sur la rémunération des principaux dirigeants.

Instruments financiers

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers

dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion de l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change, ainsi qu'à des fins de négociation. L'incidence sur le résultat net des dérivés utilisés pour gérer un risque donné est constatée dans les autres produits du secteur visé. Pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, l'incidence avant impôt pour les activités de gestion des risques et de négociation de l'énergie correspond à un bénéfice de 155 M\$ (bénéfice avant impôt de 175 M\$ en 2020).

Les profits ou les pertes liés aux dérivés sont comptabilisés au poste « Autres produits » à l'état consolidé du résultat global.

(en millions de dollars)	2021	2020
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	(121)	(39)
Règlements en trésorerie – montant payé (reçu) au cours de l'exercice	178	(257)
Variation de la juste valeur comptabilisée en résultat net au cours de l'exercice	(155)	175
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	(98)	(121)

La juste valeur des instruments financiers dérivés est comptabilisée aux états consolidés de la situation financière.

Juste valeur des contrats dérivés aux 31 décembre (en millions de dollars)	2021	2020
Créances	123	153
Dettes fournisseurs	(221)	(274)
	(98)	(121)

Risques liés aux instruments financiers dérivés

Suncor pourrait subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés n'étaient pas en mesure d'honorer leurs obligations aux termes de ces contrats. La Société atténue ce risque en concluant des contrats avec des contreparties jouissant de notations élevées. En outre, la direction procède à des examens périodiques des notations de ces contreparties et du risque de crédit que celles-ci peuvent présenter. L'exposition de la Société est limitée aux contreparties qui ont conclu des contrats sur instruments dérivés ayant des justes valeurs nettes positives à la date de clôture.

Les activités de gestion des risques de Suncor font l'objet d'examen périodiques par la direction, qui vise à déterminer les besoins de la Société en matière de couverture en fonction de son seuil de tolérance à l'égard du risque de volatilité du

marché et de ses besoins en flux de trésorerie stables pour financer sa croissance future. Les activités de gestion du risque marchandises et de négociation sont gérées par un groupe de gestion des risques distinct, qui examine et contrôle les pratiques et les politiques et effectue une vérification et une évaluation indépendantes de ces activités.

Il convient de se reporter à la note 27 des états financiers consolidés audités de 2021 de la Société pour obtenir plus d'informations sur nos instruments financiers dérivés, notamment pour connaître les hypothèses retenues dans le calcul de la juste valeur, pour obtenir une analyse de sensibilité décrivant l'effet des fluctuations des cours des marchandises sur nos contrats financiers dérivés et une analyse plus détaillée des risques auxquels nous sommes exposés et des mesures que nous mettons en œuvre pour les atténuer.

9. Méthodes comptables et estimations comptables critiques

Une description des principales méthodes comptables de Suncor est présentée à la note 3 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2021.

Mise à jour sur les prises de position récentes en comptabilité

Les normes, modifications et interprétations qui ont été publiées, mais qui n'étaient pas encore en vigueur à la date d'autorisation des états financiers consolidés de la Société et qui peuvent influencer sur les informations à fournir et la situation financière de la Société, sont présentées ci-dessous. La Société a l'intention d'adopter ces normes, modifications et interprétations, s'il y a lieu, au moment de leur entrée en vigueur.

Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction

En mai 2021, l'IASB a publié *Impôt différé rattaché à des actifs et des passifs issus d'une même transaction (modifications d'IAS 12)*. Les modifications limitent la portée de l'exemption relative à la comptabilisation initiale de sorte qu'elle ne s'applique pas aux transactions qui donnent lieu à des montants égaux de différences temporaires compensatoires. Les modifications s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2023, leur adoption anticipée étant toutefois permise. La Société ne s'attend pas à ce que ces modifications aient une incidence importante sur les états financiers consolidés à la suite de leur première application.

Définition des estimations comptables

En février 2021, l'IASB a publié *Définition des estimations comptables (modifications d'IAS 8)*. Les modifications introduisent une définition des estimations comptables et comportent d'autres modifications visant à aider les entités à distinguer les changements d'estimations comptables des changements de méthodes comptables. Les modifications s'appliquent à compter du 1^{er} janvier 2023, leur adoption anticipée étant toutefois permise. La Société ne s'attend pas à ce que ces modifications aient une incidence importante sur les états financiers consolidés à la suite de leur première application.

Principales estimations comptables et jugements importants

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit procéder à des estimations et poser des jugements qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les éventualités. Ces estimations et jugements peuvent changer selon les résultats et la nouvelle information disponible.

COVID-19

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré que la flambée la COVID-19 constituait une urgence de santé publique de portée internationale et, le 10 mars 2020, elle a déclaré que l'épidémie avait atteint le stade de pandémie. Des mesures ont été prises à l'échelle planétaire pour freiner la propagation de la COVID-19, dont des restrictions de voyage, des quarantaines dans certaines régions et la fermeture obligatoire de certains lieux publics et types d'entreprises. Ces mesures ont perturbé et pourraient continuer de perturber les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la fluctuation de la demande de marchandises entraîne une volatilité des prix et des taux de change ainsi qu'une diminution des taux d'intérêt à long terme. Nos activités et notre entreprise sont particulièrement sensibles à une réduction de la demande et des prix des produits qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité. Les estimations de la direction tiennent compte des répercussions directes et indirectes potentielles de la volatilité économique, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans la note pertinente afférente aux états financiers.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui devrait continuer d'avoir des répercussions profondes sur notre contexte commercial, nos activités et notre situation financière. La direction ne peut estimer avec une certitude raisonnable la durée ou la gravité de cette pandémie, ni l'ampleur de l'incidence que les bouleversements qu'elle entraîne aura sur nos états consolidés du résultat global, nos états consolidés de la situation financière et nos tableaux consolidés des flux de trésorerie.

Changements climatiques

Les changements climatiques et la transition vers une économie à faibles émissions de carbone, pour passer des sources à base de carbone aux énergies de remplacement, ont été pris en compte dans la préparation des états financiers consolidés. Il pourrait donc y avoir une incidence importante sur les montants actuellement présentés des actifs et des passifs de la Société mentionnés ci-après et sur les actifs et les passifs similaires qui peuvent être comptabilisés à l'avenir.

Les éléments des états financiers qui nécessitent la formulation d'estimations et de jugements importants sont décrits ci-après.

Réserves de pétrole et de gaz

Les réserves estimatives de pétrole et de gaz de la Société sont prises en compte dans l'évaluation de la charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur ainsi que des obligations de démantèlement et de remise en état. L'estimation des réserves est un processus intrinsèquement complexe qui repose sur l'exercice d'un jugement professionnel.

Toutes les réserves ont été évaluées en date du 31 décembre 2021 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz reposent sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les prix des marchandises futurs prévus, les données techniques ainsi que le montant des dépenses futures et le moment où elles seront engagées, facteurs qui sont tous soumis à des incertitudes. Les estimations tiennent compte de la conjoncture du marché et de la réglementation en vigueur au 31 décembre 2021, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou au cours de périodes subséquentes. L'évolution de la conjoncture et de la réglementation et les modifications d'hypothèses, ainsi que les changements climatiques et le développement mondial de sources d'énergie de remplacement ne provenant pas de combustibles fossiles peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes. Le moment où les marchés mondiaux de l'énergie passeront des sources à base de carbone aux énergies de remplacement est très incertain.

Activités pétrolières et gazières

La Société doit faire preuve de jugement lorsqu'elle désigne des activités pétrolières et gazières comme étant des activités de prospection, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si les coûts de ces activités doivent être comptabilisés en charges ou incorporés à l'actif.

Frais de prospection et d'évaluation

Certains frais de prospection et d'évaluation sont initialement incorporés à l'actif dans le but d'établir des réserves viables sur le plan commercial. La Société doit poser des jugements à l'égard d'événements ou de circonstances futurs et fait des estimations dans le but d'évaluer la viabilité sur le plan économique de l'extraction des ressources sous-jacentes. Ces frais font l'objet d'un examen sur les plans technique et commercial et d'une revue de la direction en vue de confirmer l'intention de mettre en valeur le projet. Le taux de succès des forages ou les changements concernant les données économiques du projet, les quantités de ressources, les techniques de production prévues, les coûts de production et les dépenses en immobilisations requises sont des jugements importants dans le cadre de cette confirmation. La détermination du moment auquel ces coûts doivent être reclassés dans les immobilisations corporelles relève du jugement de la direction et tient compte de plusieurs facteurs, notamment l'existence de réserves, l'obtention des autorisations nécessaires des organismes de réglementation, les partenariats et le processus d'autorisation interne des projets de la Société.

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

Une UGT correspond au plus petit groupe d'actifs intégrés qui génèrent des rentrées de trésorerie identifiables largement indépendantes des rentrées de trésorerie générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs. Le regroupement des actifs en UGT fait intervenir une part importante de jugement et d'interprétation en ce qui a trait au degré d'intégration des

actifs, à l'existence de marchés actifs, au degré de similitude de l'exposition aux risques de marché, à l'infrastructure partagée et à la façon dont la direction surveille les activités.

Dépréciation d'actifs et reprises

La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence d'indicateurs de dépréciation d'actifs ou de reprises en fonction de nombreux facteurs internes et externes.

La valeur recouvrable des UGT et des actifs individuels est fondée sur la valeur la plus élevée entre la juste valeur diminuée des coûts de la vente et la valeur d'utilité. Les principales estimations retenues par la Société pour déterminer la valeur recouvrable comprennent habituellement les prix futurs estimatifs des marchandises, les taux d'actualisation, les volumes de production prévus, les charges d'exploitation et frais de mise en valeur futurs, l'impôt sur résultat et les marges de raffinage. Pour déterminer la valeur recouvrable, la direction peut également avoir à poser des jugements quant à la probabilité que survienne un événement futur. Des changements apportés à ces estimations et jugements influenceront sur les montants recouvrables des UGT et des actifs individuels et pourraient donner lieu à un ajustement significatif de leur valeur comptable. De plus, les changements climatiques ainsi que la demande mondiale en énergie en constante évolution et le développement mondial de sources d'énergie de remplacement ne provenant pas de combustibles fossiles pourraient changer les hypothèses utilisées pour déterminer la valeur recouvrable et pourraient avoir une incidence sur la valeur comptable et la durée de vie utile des actifs connexes. Le moment où les marchés mondiaux de l'énergie passeront des sources à base de carbone aux énergies de remplacement est très incertain.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société comptabilise des passifs au titre du démantèlement et de la remise en état futurs des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles en fonction des coûts futurs estimatifs liés au démantèlement et à la remise en état. La direction exerce son jugement pour évaluer l'existence et l'étendue des obligations de la Société en matière de démantèlement et de remise en état, ainsi que la méthode prévue pour la remise en état, à la fin de chaque période. La direction exerce également son jugement afin de déterminer si la nature des activités exercées est liée aux activités de démantèlement et de remise en état ou aux activités d'exploitation normales.

Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modification des lois et règlements pertinents liés à l'utilisation de certaines technologies, de l'émergence de nouvelle technologie et de l'évolution de l'expérience d'exploitation, des prix et des projets de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futur peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie de la réserve. Les changements apportés aux estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements apportés aux hypothèses concernant l'inflation peuvent avoir une incidence significative sur les montants présentés. De plus, les changements climatiques ainsi que la

demande mondiale en énergie en constante évolution et le développement mondial de sources d'énergie de remplacement ne provenant pas de combustibles fossiles pourraient changer les hypothèses utilisées pour déterminer la valeur comptable des passifs. Le moment où les marchés mondiaux de l'énergie passeront des sources à base de carbone aux énergies de remplacement est très incertain.

Avantages sociaux futurs

La Société offre des avantages à ses employés, notamment des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite. Le coût des régimes de retraite à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite reçus par les employés est estimé selon des méthodes d'évaluation actuarielles qui reposent sur un jugement professionnel. Les estimations généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, le cas échéant, le taux de roulement du personnel, le coût des réclamations futures, les taux d'actualisation, les niveaux des salaires et des avantages futurs, le rendement des actifs des régimes, les taux de mortalité et les frais médicaux futurs. Une modification de ces estimations pourrait avoir une incidence significative sur les montants présentés.

Autres provisions

La détermination des autres provisions, y compris, mais sans s'y limiter, les provisions relatives aux litiges en matière de redevances, à des contrats déficitaires, à des litiges et à des obligations implicites, est un processus complexe qui fait intervenir le jugement en ce qui a trait aux résultats des événements futurs, à l'interprétation des lois et règlements, aux calendriers et montants de flux de trésorerie futurs prévus et aux taux d'actualisation.

Impôt sur le résultat

La direction évalue ses positions fiscales annuellement ou lorsque les circonstances l'exigent, ce qui fait intervenir le

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

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il est probable que les différences temporaires déductibles seront recouvrées dans un avenir prévisible. Un écart important entre les bénéfices imposables futurs et l'application des réglementations fiscales en vigueur dans chaque territoire et les estimations de la Société à cet égard pourrait nuire à la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporaires imposables qui s'inverseront et donneront lieu à une sortie de trésorerie pour payer les autorités fiscales. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui nécessite l'exercice du jugement quant au résultat final. Une modification du jugement de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou l'estimation du montant du règlement prévu, l'échéance des reversements et les changements des réglementations fiscales dans les territoires où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

10. Facteurs de risque

La Société s'est engagée à adopter un programme de gestion des risques d'entreprise visant à favoriser la prise de décisions par l'identification et l'évaluation systématiques des risques inhérents à ses actifs et à ses activités. Certains de ces risques sont communs à toutes les sociétés pétrolières et gazières, tandis que d'autres sont propres à Suncor. La matérialisation de l'un ou l'autre des risques présentés ci-dessous pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Volatilité des prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée aux prix du pétrole brut pour les activités de la Société en amont et aux prix des produits pétroliers raffinés pour ses activités en aval et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et de l'électricité pour ses activités en amont, pour lesquelles le gaz naturel et l'électricité sont à la fois des intrants et des extrants des processus de production. Les prix de ces marchandises peuvent être influencés par les facteurs de l'offre et de la demande à l'échelle mondiale et régionale. Ces facteurs sont tous indépendants de la volonté de la Société et peuvent entraîner une grande volatilité des prix.

Les prix du pétrole brut peuvent également subir l'incidence, entre autres, de la vigueur (particulièrement dans les marchés émergents), des contraintes liées à l'accès aux marchés, du déséquilibre de l'offre et de la demande régionales et internationales, des faits nouveaux sur le plan politique et des mesures gouvernementales, de la décision de l'OPEP+ concernant les quotas à ses membres, du respect ou du non-respect des quotas convenus par les membres de l'OPEP+ et d'autres pays et des conditions météorologiques. Un grand nombre des facteurs qui peuvent causer la volatilité ont subi, et peuvent continuer à subir, les répercussions de la pandémie de COVID-19. Ces facteurs influent différemment sur les divers types de pétrole brut et de produits raffinés et peuvent avoir une incidence sur les différentiels de prix entre le pétrole brut lourd et léger (dont le bitume fluidifié) et entre le pétrole brut conventionnel et le pétrole brut synthétique.

Les prix des produits pétroliers raffinés et les marges de raffinage sont également touchés, entre autres, par les prix du pétrole brut, la disponibilité du pétrole brut et d'autres charges d'alimentation, les niveaux des stocks de produits raffinés, la disponibilité des raffineries régionales, l'accès aux marchés, la concurrence exercée sur les marchés, les coûts de la mise en conformité à la réglementation et d'autres facteurs du marché local. Les prix du gaz naturel en Amérique du Nord sont influencés, entre autres, par l'offre et la demande, par les niveaux des stocks, par les conditions météorologiques et par les prix d'autres sources d'énergie. Toute baisse des marges sur les produits ou toute hausse des prix du gaz naturel pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

De plus, les producteurs pétroliers et gaziers de l'Amérique du Nord, particulièrement du Canada, pourraient obtenir pour leur production des prix inférieurs à certains prix offerts à l'échelle internationale, en partie en raison des contraintes touchant la capacité de transport et de vente de ces produits sur les marchés internationaux. L'incapacité de mettre fin à ces contraintes pourrait faire en sorte que les producteurs pétroliers et gaziers comme Suncor continuent d'obtenir des prix réduits ou inférieurs. La production du secteur Sables pétrolifères de Suncor comprend d'importantes quantités de bitume et de pétrole brut synthétique qui pourraient se négocier à escompte par rapport au prix du brut léger et moyen. Le bitume et le pétrole brut synthétique coûtent généralement plus cher à produire et à traiter. En outre, la valeur marchande de ces produits peut différer du cours du brut léger et moyen établi sur les marchés boursiers. En conséquence, les prix obtenus pour le bitume et le pétrole brut synthétique pourraient ne pas correspondre au cours de référence en fonction duquel ils sont établis.

Des écarts importants ou une période prolongée de chute ou de volatilité des prix des marchandises, du pétrole brut en particulier, pourraient avoir un effet défavorable significatif sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor et pourraient également entraîner des pertes de valeur d'actifs ou se solder par l'annulation ou le report de certains de ses projets de croissance.

Les prix des marchandises pourraient souffrir considérablement des épidémies, pandémies et autres crises de santé publique, dont la pandémie de COVID-19 et l'incertitude qui perdure quant à l'ampleur et à la durée de la pandémie, de même que l'incertitude à l'égard des nouveaux variants ou mutations de la COVID-19, qui pourraient éclater dans les régions géographiques où Suncor exerce des activités ou a des fournisseurs, clients ou employés. Les mesures qui ont été et qui pourraient être adoptées par les autorités gouvernementales pour y faire face à la pandémie actuelle de COVID-19 se sont notamment traduites et pourraient ultérieurement se traduire notamment par une volatilité accrue des prix des marchandises. Plus concrètement, la pandémie de COVID-19 s'est traduite et pourrait ultérieurement se traduire par une réduction de la demande et des prix des marchandises qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité, tout en augmentant le risque que nous atteignons nos limites de stockage de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés dans certaines des régions où nous sommes présents. En outre, bien que la distribution des vaccins soit en cours, l'incertitude demeure quant au calendrier de vaccination, au taux d'adoption des vaccins, à la durée de leur efficacité et à leur efficacité contre les variants et mutations actuels et éventuels. Cette situation accentue davantage le risque et l'incertitude entourant la durée et la gravité de la pandémie de COVID-19 et les répercussions qui en découlent sur la demande et les prix des marchandises. Une baisse

prolongée de la demande et des prix de ces marchandises, ainsi que toute contrainte de stockage qui en découlerait, pourrait également nous obliger à ralentir ou à interrompre volontairement la production et à réduire le volume de produits raffinés et le taux d'utilisation des raffineries. En outre, les cours des marchandises pourraient continuer à subir des pressions pendant un certain temps, ce qui pourrait se traduire par une faiblesse et une volatilité persistantes. Il pourrait en découler une baisse ou une interruption de l'exploitation de certaines de nos installations, des cas de force majeure ou de faillite chez les acheteurs de nos produits, un manque de capacité de stockage et des perturbations des réseaux pipeliniers et des autres moyens utilisés pour acheminer nos produits, ce qui pourrait également nuire aux volumes de production ou de produits raffinés de Suncor et avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque relatif au carbone

Depuis les dernières années, la population appuie de plus en plus les actions et les technologies en matière d'énergie de remplacement ou renouvelable proposées pour lutter contre les changements climatiques. Au Canada et partout dans le monde, les autorités gouvernementales ont répondu à cette nouvelle tendance en se fixant des cibles ambitieuses de réduction des émissions et en adoptant des dispositions législatives en conséquence, notamment des mesures sur la tarification du carbone, des normes sur l'énergie et les combustibles propres ainsi que des incitatifs et des mandats favorisant les énergies alternatives. En outre, les combustibles fossiles, et les sables pétrolifères en particulier, suscitent de plus en plus l'opposition des groupes d'activistes et de l'opinion publique.

Les lois et les règlements actuels et futurs visant à soutenir la transition vers une énergie à faibles émissions de carbone et la lutte contre le changement climatique peuvent imposer des contraintes importantes à l'exploitation des combustibles fossiles. Les préoccupations soulevées par les changements climatiques, l'extraction des combustibles fossiles, les émissions de GES et les pratiques d'utilisation de l'eau et des terres pourraient inciter les autorités gouvernementales à resserrer les lois et règlements qui s'appliquent à Suncor et aux autres sociétés du secteur de l'énergie en général, et du secteur des sables pétrolifères en particulier. Ces risques auxquels est exposé le secteur des sables pétrolifères peuvent être compensés au fil du temps par la commercialisation et la mise en œuvre de technologies à faibles émissions de carbone (c'est-à-dire le recours à la capture et à la séquestration du carbone) et par une croissance accrue des énergies à faibles émissions de carbone comme l'hydrogène, les combustibles renouvelables et l'électricité.

Des changements aux réglementations environnementales, notamment la réglementation touchant les changements climatiques, pourraient se répercuter sur la demande pour les produits de la Société, ou occasionner une hausse des dépenses en immobilisations, des charges d'exploitation, les coûts liés à l'abandon et à la remise en état et des coûts de distribution. Ces coûts supplémentaires potentiels pourraient

être récupérables ou non sur le marché et pourraient rendre les activités d'exploitation ou les projets d'expansion moins rentables ou non rentables. Ces modifications à la réglementation pourraient obliger Suncor à investir davantage dans la mise au point de technologies ou d'autres produits énergétiques. Ces nouvelles technologies ou projets de croissance pourraient nécessiter des investissements importants en immobilisations et en ressources. En cas de retard ou d'échec dans l'identification, la mise au point et le déploiement des technologies en question ou dans l'obtention des approbations réglementaires pour ces projets en matière de technologies de l'information, Suncor pourrait ne pas être en mesure de faire concurrence avec succès aux autres sociétés sur le marché. Une réglementation plus stricte sur les émissions de GES dans les territoires où Suncor mène ses activités pourrait aussi l'empêcher de faire concurrence aux sociétés installées dans des territoires où la réglementation est moins sévère. De plus, des lois ou des politiques limitant l'achat de la production tirée des sables pétrolifères pourraient être adoptées au pays ou à l'étranger, ce qui pourrait limiter le marché mondial pour la production en amont de Suncor et réduire les prix que la Société obtient pour ses produits pétroliers; cela pourrait se traduire par des retards dans la mise en valeur, le délaissement d'actifs ou empêcher la Société de mettre en valeur davantage ses ressources en hydrocarbures. La complexité, l'ampleur et la vitesse de ces changements à la réglementation sur les émissions de GES font qu'il est difficile de prévoir leur effet futur sur Suncor.

Suncor continue de suivre de près les efforts déployés à l'échelle nationale et internationale pour lutter contre les changements climatiques. Alors que la réglementation et les cibles de réduction des GES deviendront de plus en plus rigoureuses, et malgré le fait que Suncor maintienne ses efforts pour réduire ses émissions de GES, les émissions liées à l'exploitation absolues de GES de la Société pourraient continuer d'augmenter en raison de sa croissance, d'activités de fusion et acquisition et de changements dans l'exploitation d'actifs par Suncor ou des sociétés affiliées, ce qui est particulièrement pertinent en 2021 étant donné que Suncor a assumé le rôle d'exploitant de Syncrude durant cette année. L'augmentation des émissions de GES pourrait se répercuter sur la rentabilité des projets de la Société, puisque celle-ci sera tenue de payer des droits ou taxes supplémentaires. Des tiers pourraient également tenter des actions en justice contre Suncor en lien avec les changements climatiques, notamment dans le cadre de litiges concernant les émissions de GES, la production, la vente ou la promotion des carburants fossiles et des produits pétroliers et les informations à fournir. Par exemple, le Board of County Commissioners du comté de Boulder, le Board of County Commissioners du comté de San Miguel et la ville de Boulder, au Colorado, ont entamé une action en justice contre Suncor et certaines de ses filiales en vue d'obtenir, entre autres choses, une compensation pour des effets allégués en lien avec les changements climatiques. En outre, les rouages, l'entrée en vigueur et la mise en application de la loi de l'Alberta intitulée *Oil Sands Emissions Limits Act*, ainsi que la déclaration du gouvernement fédéral qui a l'intention de restreindre et de réduire les émissions du secteur pétrolier et gazier en fixant des objectifs quinquennaux pour

atteindre le zéro net d'ici 2050, font actuellement l'objet d'un examen et, même s'il n'est pas encore possible de prédire les conséquences que cette loi aura sur Suncor, ces conséquences pourraient être importantes.

Ces événements et d'autres événements à venir à survenir pourraient nuire à la demande des produits de Suncor, de même qu'à sa capacité à maintenir et à accroître sa production et ses réserves. Ils pourraient aussi nuire à sa réputation et avoir une incidence défavorable significative sur ses activités, sa situation financière, ses réserves et ses résultats d'exploitation.

Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Au nombre de ses objectifs de développement durable, Suncor a fixé un objectif stratégique de zéro émission nette d'ici 2050 et un objectif de réduction des émissions de GES de 10 mégatonnes d'ici 2030 dans sa chaîne de valeur. La capacité de la Société à réduire ses émissions de GES est assujettie à de nombreux risques et incertitudes, et les mesures prises pour mettre en œuvre ces objectifs peuvent l'exposer par ailleurs à des risques supplémentaires ou accrus de nature financière ou opérationnelle.

La réduction des émissions de GES dépend de divers facteurs, dont la capacité de la Société à mettre en œuvre et à améliorer le rendement énergétique de l'ensemble de ses installations, les possibilités de développement et de croissance futures qui s'offrent à elle, la mise au point et le déploiement de nouvelles technologies, la capacité à séquestrer et à capturer le carbone, les investissements réalisés dans la production d'électricité à faibles émissions de carbone, l'hydrogène et le passage à des carburants à faible teneur en carbone. Dans le cas où la Société ne serait pas en mesure de mettre en œuvre ces stratégies et technologies comme prévu sans que ses activités ou plans d'affaires en pâtissent, ou dans le cas où ces stratégies ou technologies ne fonctionneraient pas comme prévu, la Société pourrait être incapable d'atteindre ses cibles de GES dans les délais actuels, voire pas du tout.

De plus, l'atteinte des cibles de réduction des émissions de GES de la Société pourrait exiger des dépenses en immobilisations et des ressources importantes, de sorte que les coûts requis pour atteindre ces objectifs ou cibles pourraient différer considérablement des estimations et attentes initiales. En outre, même si l'intention est d'améliorer l'efficacité et d'accroître l'offre d'énergie à faibles émissions de carbone, la réorientation des ressources et des efforts consacrés à la réduction des émissions de GES pourrait également avoir une incidence défavorable sur les résultats d'exploitation de la Société. Le coût d'ensemble définitif de la mise en œuvre d'une stratégie de réduction des émissions de GES et des technologies connexes, de même que la réorientation des ressources et priorités qui en découlerait pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Conformité environnementale

Gestion des résidus miniers et rejet des eaux

Chaque mine de sables pétrolifères est tenue, en vertu de la directive sur les résidus de l'Alberta Energy Regulator, de faire approuver la mise à jour de ses plans de gestion des résidus liquides. Si une mine ne remplit pas une condition de son plan approuvé, l'exploitant pourrait se voir imposer des mesures disciplinaires, notamment être contraint de réduire sa production, et des sanctions de nature financière, dont l'obligation de verser une amende de non-conformité ou d'ajouter des mesures de sécurité supplémentaires aux termes du programme de sécurité financière des mines (*Mine Financial Security Program*) du gouvernement de l'Alberta. On ne connaît pas toute l'ampleur de l'impact du cadre de travail en matière de gestion des résidus du gouvernement de l'Alberta, de la directive sur les résidus ni des mises à jour de la réglementation sur les barrages, y compris les conséquences financières liées aux dépassements des niveaux de conformité, car certaines mises à jour de politiques et de règlements qui lui sont associés sont toujours en cours d'élaboration. Ces mises à jour pourraient restreindre les mesures technologiques employées par la Société pour gérer ses résidus et procéder aux travaux de remise en état, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses plans d'affaires. Dans ce contexte, la Société est également exposée au risque que leurs activités de gestion des résidus échouent ou ne se déroulent pas comme prévu. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Le bilan quinquennal du cadre de travail en matière de gestion des résidus du gouvernement de l'Alberta est prévu pour 2022, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur les progrès réalisés en matière de gestion des résidus liquides et de rejet des eaux, ainsi que sur tous les aspects connexes de la mise en œuvre du cadre de travail en matière de gestion des résidus, tels que les lacs de mine, la fermeture et la remise en état et le programme de sécurité financière des mines (*Mine Financial Security Program*). Le gouvernement de l'Alberta travaille également sur la mise à jour des outils de la politique provinciale de rejet des eaux et ces mises à jour devraient être terminées en 2023. En outre, le travail d'élaboration du Règlement sur les effluents des sables bitumineux et des mines est en cours en collaboration avec Environnement et Changement climatique Canada. S'il est mis en œuvre, ce règlement devrait aider les entreprises à restituer l'eau à la rivière Athabasca.

Le bilan du cadre de travail en matière de gestion des résidus pourrait entraîner des modifications à ce cadre de travail qui seraient défavorables à Suncor. En outre, rien ne garantit que les outils de la politique provinciale de rejet des eaux ou que le Règlement sur les effluents des sables bitumineux et des mines seront mis à jour ou mis en œuvre, selon le cas, conformément aux délais prévus, le cas échéant, ou que, s'ils sont mis à jour ou mis en œuvre, ils permettront à Suncor de rejeter les eaux dans l'environnement comme il se doit pour soutenir la réussite de la fermeture et de la remise en état.

Afin de favoriser la réussite de la fermeture et de la remise en état, Suncor soutient une approche intégrée de la gestion des eaux pour une exploitation efficace, la réussite de la remise en état et de la fermeture, ainsi que des résultats environnementaux positifs. L'incapacité à rejeter suffisamment d'eau dans l'environnement continue d'entraîner une augmentation des problèmes de qualité de l'eau et de retenue de l'eau sur les sites miniers de Suncor, ce qui a une incidence sur les activités actuelles et sur la planification de la remise en état et de la fermeture. Suncor est d'avis qu'une approche intégrée de la gestion des eaux pour soutenir les activités et la réussite de la remise en état et de la fermeture nécessite le rejet dans l'environnement d'eau traitée des mines de sables pétrolifères. L'absence de cadre réglementaire efficace dans ce domaine pourrait avoir une incidence sur nos activités et influencer sur la réussite des plans de fermeture et de remise en état des sites et sur le moment de leur mise en œuvre, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta

La mise en œuvre du Cadre d'aménagement du territoire de l'Alberta par l'entremise du *Lower Athabasca Regional Plan* (« LARP ») et le respect de ses clauses pourraient avoir une incidence défavorable sur les biens et les projets que Suncor détient actuellement dans le nord de l'Alberta, notamment par suite de l'application de limites et de seuils environnementaux. L'incidence du LARP sur les activités de Suncor pourrait être indépendante de sa volonté, dans la mesure où elle pourrait découler de restrictions imposées en réponse aux répercussions cumulatives des activités de mise en valeur exercées par les autres exploitants dans la région, et non seulement en réponse aux répercussions directes des activités de Suncor. Le caractère incertain des modifications aux activités d'exploitation actuelles et de développement futures de Suncor découlant du LARP, ou toute mise à jour du LARP ou tout changement apporté à celui-ci, pourrait avoir une incidence défavorable significative sur ses activités, sa situation financière, ses réserves et ses résultats d'exploitation.

Permis d'utilisation des eaux et des parcs d'Environnement Alberta

Suncor approvisionne actuellement ses activités du secteur Sables pétrolifères en eau à usage domestique et industriel qu'elle obtient en vertu de permis d'utilisation délivrés par le ministère de l'Environnement et des Parcs de l'Alberta. Les permis d'utilisation d'eau, tout comme les autres autorisations accordées par les organismes de réglementation, sont assortis de conditions que le titulaire doit respecter afin d'assurer le maintien en vigueur du permis. Rien ne garantit que les permis de prélèvement d'eau ne seront pas annulés ou que de nouvelles conditions ne viendront pas s'y ajouter. Il est également possible que les approches régionales en matière de gestion des eaux exigent la signature d'ententes de partage d'eau entre les parties intéressées. En outre, l'expansion des projets de la Société ou les changements apportés à ceux-ci pourraient dépendre de la capacité à obtenir des permis de prélèvement d'eau additionnelle, et rien ne saurait garantir l'octroi de ces permis en temps opportun,

à plus forte raison à des conditions favorables pour elle. L'adoption de nouvelles lois ou la modification de lois ou de règlements régissant l'accès à l'eau déjà en vigueur pourraient également donner lieu à une hausse des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation nécessaires au maintien du permis d'utilisation d'eau de la Société. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Permis de rejet des eaux de la raffinerie de Commerce City

Le permis de rejet des eaux de la raffinerie de Commerce City est actuellement soumis à un processus de renouvellement. Les exigences nouvelles et supplémentaires proposées, y compris celles liées aux substances perfluoroalkyliques et polyfluoroalkyliques, pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Biodiversité

Des espèces en péril existent dans les zones où Suncor possède et exploite ses concessions. Par exemple, le caribou forestier figure parmi les espèces menacées dans la *Loi sur les espèces en péril* (Canada). Dans le cadre de la stratégie de rétablissement du caribou forestier mise en place par le gouvernement canadien, les provinces s'affairent à l'élaboration de plans de gestion de leurs populations de caribous par une planification à l'échelle sous-régionale. Suncor a divers projets existants, prévus ou potentiels au sein de territoires parcourus par les populations de caribous de l'Alberta. L'élaboration et la mise en œuvre des plans de gestion sous-régionales des populations de caribous forestiers dans ces territoires pourraient se répercuter sur le rythme et l'ampleur du développement de Suncor dans la province, de même qu'entraîner une augmentation des coûts en raison des exigences en matière de remise en état et de compensation. Ces facteurs pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

En vue de se conformer à la politique de l'Alberta à l'égard des milieux humides, les activités de mise en valeur de la Société pourraient devoir éviter les milieux humides ou atténuer leurs impacts sur ceux-ci. Certaines des activités d'exploitation de Suncor et certains de ses projets de croissance pourraient être touchés par des aspects de la politique ne pouvant être évités, et des travaux de remise en état ou de remplacement milieux humides pourraient être requis, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Gestion de la qualité de l'air et de l'eau

Un certain nombre de règlements et de cadres relatifs à la qualité de l'air et de l'eau fédéraux et provinciaux canadiens et fédéraux et étatiques américains sont actuellement en place, en cours d'élaboration et/ou de mise en œuvre, ce qui pourrait avoir une incidence sur les activités et les projets existants et prévus de la Société notamment en obligeant celle-ci à investir des capitaux supplémentaires ou à engager des dépenses

d'exploitation et de conformité supplémentaires, notamment en l'obligeant éventuellement à moderniser du matériel afin de respecter de nouvelles exigences et à accroître ses plans de surveillance et d'atténuation. L'incidence complète de ces règlements et de ces cadres n'est pas encore connue; toutefois, ils pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Accès au marché

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

La production de sables pétrolifères de Suncor pourrait avoir un accès restreint au marché en raison d'une capacité de transport par pipeline insuffisante, notamment un manque de nouveaux pipelines pour la construction desquels il est impossible d'obtenir les autorisations requises et en raison de la perception défavorable de la population. Afin de garantir un éventuel accès au marché, des engagements financiers pourraient être pris à l'égard de projets qui sont interrompus. L'accès restreint au marché de la production de sables pétrolifères, la croissance de la production provenant de l'intérieur des terres et les interruptions observées dans les raffineries pourraient accroître les écarts de prix, ce qui compromettrait la rentabilité des ventes de produits. L'accès au marché pour les produits raffinés pourrait également être restreint par l'insuffisance de la capacité de transport, ce qui pourrait créer un déséquilibre entre l'offre et la demande. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de la Société.

Incidents opérationnels majeurs (sécurité, environnement et fiabilité)

Chacun des principaux secteurs de Suncor, à savoir les secteurs Sables pétrolifères, E&P et Raffinage et commercialisation, exige des investissements considérables pour la conception, l'exploitation, l'entretien et le démantèlement des installations, et comporte des risques financiers supplémentaires associés à une exploitation fiable ou à une panne opérationnelle persistante. L'ampleur et le degré d'intégration des activités de Suncor ajoutent à la complexité.

Les secteurs de la Société sont également exposés à des risques liés à une mauvaise performance, ou à une performance inférieure aux normes, en matière d'environnement et de sécurité, laquelle fait l'objet d'un

examen rigoureux de la part des gouvernements, du public et des médias, ce qui pourrait entraîner une révocation temporaire des approbations réglementaires ou des permis ou l'incapacité de les obtenir ou, en cas d'incident majeur sur le plan de l'environnement ou de la sécurité, de retards dans le retour aux activités normales, des amendes, des poursuites civiles ou des accusations criminelles à l'encontre de la Société.

En règle générale, l'exploitation de Suncor est soumise à des dangers et à des risques, comme, entre autres, les incendies (y compris les feux de forêt), les explosions, les éruptions, les pannes d'électricité, les périodes prolongées de froid ou de chaleur extrêmes, les conditions hivernales rigoureuses, les inondations, les sécheresses et autres conditions climatiques extrêmes, les accidents de train ou les déraillements, la migration de substances dangereuses, comme, entre autres, les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou le rejet de substances nocives ou de résidus dans les réseaux d'eau, la perte d'intégrité de la digue de retenue des résidus, la pollution et les autres risques environnementaux ainsi que les accidents, qui peuvent causer l'interruption de l'exploitation, des blessures corporelles ou la mort, ou des dommages aux biens, à l'équipement (y compris aux systèmes de technologie de l'information et aux systèmes de contrôle et de données connexes) et à l'environnement.

L'exploitation fiable des installations de production et de traitement selon la cadence prévue, ainsi que la capacité de Suncor de produire des produits à valeur plus élevée, peut également se ressentir, entre autres, du défaut d'observer les politiques, les normes et les procédures d'exploitation de la Société ou d'exercer ses activités dans le cadre des paramètres opérationnels prévus, de la défectuosité du matériel découlant d'un entretien insuffisant, d'une érosion ou d'une corrosion imprévue des installations, de défauts techniques ou de défauts de fabrication ou encore d'une pénurie de main-d'œuvre ou d'un arrêt de travail. La Société est également exposée à des risques opérationnels comme le sabotage, le terrorisme, la violation de propriété, le vol et les logiciels malveillants, les attaques de réseaux ou les cyberattaques.

Outre les facteurs susmentionnés qui touchent les activités de Suncor en général, chaque secteur d'activité s'expose à des risques supplémentaires en raison de la nature de ses activités, entre autres, les suivants :

- Le secteur Sables pétrolifères de Suncor peut subir des pertes de production, des ralentissements, des arrêts de production ou des restrictions sur sa capacité de produire des produits à valeur plus élevée en raison de pannes touchant un ou plusieurs systèmes constituants interdépendants, et d'autres risques inhérents à l'exploitation des sables pétrolifères.

- Des risques et des incertitudes sont associés aux activités du secteur E&P de Suncor, notamment tous les risques liés au forage de puits de pétrole et de gaz naturel, à l'exploitation et à la mise en valeur de terrains miniers et de puits (y compris la découverte de formations ou de pressions non prévues ou la présence de sulfure d'hydrogène), l'épuisement prématuré des gisements, les émissions de gaz sulfureux, l'écoulement incontrôlable de pétrole brut, de gaz naturel ou de liquides du puits et d'autres accidents.
- Les activités extracôtières du secteur E&P de Suncor sont menées dans des régions exposées aux ouragans et à d'autres conditions météorologiques extrêmes, comme les tempêtes hivernales, les banquises, les icebergs et le brouillard. L'un ou l'autre de ces éléments pourrait entraîner l'arrêt de la production, l'interruption du forage et des activités, des dommages au matériel ou sa destruction, ou des blessures graves ou mortelles au personnel de forage. Des conditions météorologiques difficiles, en particulier en hiver, pourraient également avoir une incidence sur la réussite de l'entretien et sur le démarrage des activités. Les activités extracôtières du secteur E&P de Suncor peuvent être indirectement touchées par des événements catastrophiques qui se sont produits dans les installations extracôtières d'un tiers, ce qui peut donner lieu à une responsabilité, des dommages au matériel de la Société, des préjudices personnels, forcer la fermeture des installations ou l'arrêt des activités, ou entraîner une pénurie de matériel approprié ou de spécialistes nécessaires à l'exécution des activités prévues.
- Le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor est soumis à tous les risques habituellement liés à l'exploitation d'une raffinerie, de terminaux, de pipelines et d'autres installations de distribution, ainsi que de stations-service, y compris, entre autres, la perte de production, les ralentissements ou les arrêts de production attribuables à la défectuosité de l'équipement, l'impossibilité d'accéder à des charges d'alimentation, les prix et la qualité des charges d'alimentation, ou d'autres incidents.

Suncor est également assujettie à des risques liés à la santé et à la sécurité de son personnel, ainsi qu'à la possibilité que ses activités soient provisoirement interrompues ou ralenties dans les régions touchées par une flambée épidémique comme la pandémie de COVID-19. Une telle interruption des activités pourrait également être exigée par les autorités gouvernementales en riposte à la pandémie de COVID-19. Cette décision pourrait avoir des conséquences néfastes sur la production et les volumes de produits raffinés de Suncor ainsi que sur le taux d'utilisation des raffineries pendant une période prolongée, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Bien que la Société mette en œuvre un programme de gestion des risques qui comprend la souscription d'assurances, ces assurances peuvent ne pas fournir une couverture complète dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. La Société auto-assure certains risques et la couverture d'assurance de la Société ne couvre pas

tous les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte découlant de ses activités.

La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Politique réglementaire/gouvernementale

Suncor exerce ses activités sous le régime des lois fédérale, provinciale, territoriale, étatique et municipale de nombreux pays. La Société est également assujettie à la réglementation et aux interventions des gouvernements sur des questions liées à l'industrie du pétrole et du gaz naturel, telles que, entre autres, le régime foncier, les redevances, les taxes et impôts (y compris l'impôt sur le résultat), les droits à verser aux gouvernements, les taux de production (y compris les restrictions sur la production, telles que les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019 et en 2020), la protection environnementale, les questions liées à l'eau, à la faune terrestre et marine et à la qualité de l'air, la performance sur le plan de la sécurité, la réduction des GES et autres émissions, l'exportation du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits, les interactions avec des gouvernements étrangers, l'attribution ou l'acquisition de droits de prospection et de production, de baux d'exploitation des sables pétrolifères ou d'autres droits ou intérêts, l'imposition d'obligations de forage précises, le contrôle sur la mise en valeur, la remise en état et l'abandon des gisements et des emplacements des mines, les exigences en matière de sécurité financière des mines, l'autorisation relative aux infrastructures logistiques et l'expropriation ou l'annulation possible de droits contractuels. Dans le cadre de ses activités en cours, la Société est également soumise à un grand nombre de règlements en matière d'environnement, de santé et de sécurité en vertu de diverses lois du Canada, des États-Unis, du Royaume-Uni et de la Norvège, ainsi qu'en vertu d'autres lois et règlements étrangers, fédéraux, provinciaux, territoriaux, étatiques et municipaux. L'omission de se conformer à la législation et à la réglementation applicables pourrait mener, entre autres, à l'imposition d'amendes ou de pénalités, à des restrictions sur la production, à l'arrêt ou à la suspension obligatoires (temporairement ou de manière définitive) des activités de production de certaines installations, à une atteinte à la réputation, à des retards, à des dépassements de coûts, à un refus des demandes de permis d'exploitation et d'agrandissement, à une réprobation, à l'obligation d'acquitter des coûts et des dommages-intérêts pour le nettoyage ainsi qu'à la perte de licences et de permis d'importance.

Avant de procéder à l'exécution de certains projets, y compris à des modifications importantes de ses activités actuelles, Suncor doit obtenir divers permis fédéraux, provinciaux, territoriaux, municipaux et d'État, ainsi que les approbations des organismes de réglementation, et elle doit également obtenir des permis pour exploiter certains actifs. Ces processus peuvent notamment comporter la consultation des Autochtones et des parties intéressées, l'intervention du gouvernement, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques, et ils peuvent

être assortis de conditions, y compris des obligations de dépôt de garanties et d'autres engagements. La conformité peut également être touchée par la perte d'employés compétents ainsi que par le caractère inadéquat des procédures internes et d'audit de conformité.

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

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

Numérique et cybersécurité

Le bon fonctionnement des activités de Suncor dépend du matériel informatique, des logiciels et des systèmes en réseau, y compris les systèmes de fournisseurs de services infonuagiques et de tiers avec qui Suncor fait des affaires. La transformation numérique ne cesse d'accroître le nombre et la complexité de ces systèmes. Dans le cours normal de ses activités, Suncor recueille et stocke des données de nature sensible telles que des renseignements protégés par le droit de propriété intellectuelle, des renseignements commerciaux exclusifs et des renseignements concernant ses employés et ses clients au détail. Les activités de Suncor reposent sur un cadre d'information vaste et complexe. La Société recourt aux mesures, aux contrôles et aux technologies reconnus par l'industrie pour protéger ses systèmes d'information et pour conserver en toute sécurité l'information confidentielle et les renseignements exclusifs stockés dans ses systèmes d'information. Elle s'est également dotée d'un processus d'identification, d'évaluation et de gestion constantes des menaces posées à ses systèmes d'information. Bien que Suncor ait mis en place un programme de sécurité de l'information et de cybersécurité, les mesures, les contrôles et la technologie auxquels la Société a recours peuvent ne pas prévenir efficacement les atteintes à la sécurité en raison de l'augmentation du nombre des cybermenaces, de leur sophistication constante et de leur évolution rapide. Les

technologies de l'information de Suncor et l'infrastructure connexe, y compris les systèmes de contrôle des processus, pourraient être la cible d'attaques de personnes ou d'organisations mal intentionnées motivées, entre autres, par des visées géopolitiques, financières ou militantes, ou faire l'objet d'une brèche de sécurité à la suite d'erreurs commises par des employés, d'actes malveillants ou de perturbations autres, y compris des catastrophes naturelles et des faits de guerre. Bien que la Société ait un programme de gestion des risques comportant une assurance couvrant les conséquences opérationnelles d'une brèche de sécurité ou d'une attaque visant ses technologies de l'information et son infrastructure, y compris aux systèmes de contrôle des processus, elle ne possède pas d'assurance spécifique contre la cybercriminalité. Qui plus est, tous les risques liés à la cybercriminalité ne peuvent être assurés. Par conséquent, la couverture d'assurance actuelle de Suncor pourrait ne pas fournir une protection suffisante contre les pertes résultant de telles brèches de sécurité ou attaques visant ses technologies de l'information et son infrastructure.

De telles attaques ou brèches de sécurité pourraient compromettre le fonctionnement des réseaux de Suncor et la sécurité des renseignements détenus par la Société, qui pourraient être consultés, divulgués, égarés, subtilisés ou altérés. Une telle attaque, une telle brèche de sécurité, un tel accès, une telle divulgation ou une telle perte de données pourrait se solder par des plaintes ou des poursuites judiciaires, engager la responsabilité de la Société en vertu du droit sur la protection des renseignements personnels, entraîner l'imposition de sanctions réglementaires, entraver le bon déroulement des activités de Suncor, diminuer le rendement et la production de Suncor, entraîner une augmentation des coûts, ternir la réputation de la Société, causer des lésions corporelles à des personnes ou des dommages à l'environnement ou entraîner d'autres conséquences négatives pour Suncor ou pour des tiers, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Sécurité et menaces terroristes

Les menaces à la sécurité et les activités terroristes ou militantes pourraient avoir des répercussions sur le personnel de Suncor, ce qui pourrait entraîner des blessures, des décès, de l'extorsion, des prises d'otages et/ou des enlèvements, notamment des séquestrations. Une menace à la sécurité, une attaque terroriste ou un incident de nature militante visant une installation ou un bureau appartenant à Suncor ou exploité par celle-ci pourrait entraîner l'interruption ou la cessation de certains éléments clés de ses activités et pourrait occasionner des dommages matériels. De tels incidents pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Concurrence

L'industrie pétrolière mondiale est très concurrentielle pour de nombreux aspects, y compris l'exploration et le développement de nouvelles sources d'approvisionnement, l'acquisition de participations dans le pétrole brut et le gaz naturel ainsi que le raffinage, la distribution et la commercialisation de produits pétroliers raffinés. Suncor livre concurrence à d'autres sociétés du secteur énergétique dans presque tous les aspects de ses activités. L'industrie pétrolière fait aussi concurrence à d'autres industries pour ce qui est de l'approvisionnement en électricité, en carburant et en produits connexes aux clients. Le paysage politique et social de plus en plus changeant aux niveaux provincial, fédéral, territorial, étatique, municipal et international complique les choses.

En ce qui concerne les activités des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production de Suncor, il est difficile d'évaluer le nombre, le niveau de production et le calendrier définitif de tous les nouveaux projets éventuels ou le moment où les niveaux de production peuvent augmenter. Bien que le niveau actuel des prix des marchandises et que les exigences réglementaires accrues aient ralenti la progression de certains projets d'envergure à court terme, une augmentation du niveau d'activité pourrait avoir une incidence sur l'infrastructure régionale, y compris les pipelines, et imposer une contrainte sur la disponibilité et le coût de toutes les ressources requises pour construire de nouvelles installations servant à exploiter les sables pétrolifères et pour les gérer.

En ce qui concerne le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor, la direction prévoit que les fluctuations de la demande de produits raffinés, la volatilité des marges et la compétitivité globale sur le marché se poursuivront. En outre, dans la mesure où le secteur d'exploitation en aval de la Société participe aux marchés des nouveaux produits, il peut être exposé à des risques de marge et à une volatilité découlant des fluctuations des coûts ou des prix de vente.

Il existe un risque qu'une concurrence accrue entraîne une augmentation des coûts, qu'elle exerce une pression additionnelle sur les infrastructures existantes, rende volatiles les marges liées aux produits raffinés et non raffinés et influe sur la demande pour les produits de Suncor, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Portefeuille, mise en valeur et exécution

Il existe certains risques liés à la mise en valeur et à l'exécution du portefeuille complexe et intégré de projets de Suncor et à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations au sein de ses actifs existants.

Les risques liés à la mise en valeur et à l'exécution du portefeuille comprennent quatre risques connexes principaux :

- Mise en valeur – une incapacité à choisir les bons projets et à déterminer la portée et la solution efficaces;
- Ingénierie – un défaut dans les cahiers de charges, la conception ou le choix de technologie;

- Construction – le défaut de construire un projet dans les délais approuvés, selon la conception prévue et les coûts convenus;
- Mise en service et démarrage – l'incapacité des installations d'atteindre les cibles de performance établies, notamment les charges d'exploitation, l'efficacité, le rendement et les frais d'entretien.

La mise en valeur et à l'exécution du portefeuille peuvent également subir l'incidence des facteurs suivants, entre autres : les modifications de la réglementation gouvernementale et les attentes du public relativement à l'effet de la mise en valeur des sables pétrolifères sur l'environnement, ce qui pourrait avoir une incidence importante sur la capacité de la Société à obtenir les approbations environnementales et les autres approbations d'ordre réglementaire requises; la complexité et la diversité du portefeuille de Suncor, y compris les actifs de coentreprise; l'exactitude des estimations des coûts et des échéanciers des projets; la disponibilité et le coût des matériaux, de l'équipement, du personnel qualifié et des infrastructures logistiques, le maintien d'une gestion de la qualité adéquate et les risques associés à la logistique et à l'aménagement d'installations extracôtières, y compris le coût des matériaux et de l'équipement fabriqué en mer qui pourrait être visés par des droits, des tarifs ou des quotas; la complexité et les risques liés à la réalisation de projets dans des contextes opérationnels et des zones de construction confinées; la mise en service et l'intégration de nouvelles installations au sein des actifs existants de la Société, qui pourraient retarder l'atteinte des objectifs; les risques liés au redémarrage de projets mis en veilleuse, y compris l'augmentation des dépenses en immobilisations; et l'incidence des conditions météorologiques.

La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque lié à la technologie

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

avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Impact cumulatif et rythme du changement

Pour atteindre ses objectifs commerciaux, Suncor doit maintenir une exploitation efficace, fiable et sécuritaire, tout en menant des projets de croissance et de maintien de manière sécuritaire, dans le respect des délais et du budget établis. La capacité d'atteindre ces deux objectifs est primordiale pour Suncor, si elle veut offrir une valeur ajoutée à ses actionnaires et aux autres parties intéressées. Ces objectifs ambitieux exigent des ressources pour lesquelles il y a concurrence, ce qui pourrait avoir une incidence négative sur la Société s'il y avait une prise en compte inadéquate des impacts cumulatifs d'initiatives antérieures ou parallèles sur le personnel, les processus et les systèmes, mais il est également possible que les mesures prises pour atteindre ces objectifs surpassent la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

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

L'exploitation réussie des entreprises de Suncor dépendra de la disponibilité d'une main-d'œuvre spécialisée et des matériaux nécessaires, et de la concurrence à cet égard. La Société pourrait avoir du mal à embaucher et à conserver la main-d'œuvre spécialisée dans certains secteurs de talent de ses activités actuelles et futures. Bien que Suncor ait maintenu un taux d'attrition global sain au cours de la dernière décennie, elle voit un potentiel d'écart marqué entre l'offre et la demande dans certains secteurs de talent critiques. Le marché du travail est également en mutation, ce qui, combiné aux difficultés de recrutement dans le secteur et à la tendance post-pandémique à l'épuisement professionnel et à la réévaluation des carrières par les employés, augmente le risque d'attrition, et le besoin de talents ciblés reste un risque à gérer. Le vieillissement du personnel actuel de la Société et l'évolution des exigences en matière de compétences à mesure que la technologie continue à se développer représentent une pression supplémentaire. La disponibilité de sous-traitants compétents et qualifiés pour réaliser les activités actuelles et futures constitue également un risque qui dépend des conditions du marché. De même, l'approvisionnement en matériaux pourrait être restreint, étant donné l'effectif réduit de nombreuses installations de fabrication et les perturbations de la chaîne d'approvisionnement liées à la pandémie de COVID-19. Ces risques pourraient se répercuter sur la capacité de Suncor d'exercer ses activités avec efficacité et de manière sécuritaire et de réaliser tous ses projets dans le respect des délais et du budget, et ces répercussions pourraient être importantes.

La réussite de Suncor dépend également, dans une grande mesure, de certains employés clés. La perte des services de ces employés pourrait avoir une incidence défavorable significative

sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor. L'apport des membres de l'équipe de direction actuelle aux activités à court et à moyen terme de la Société devrait continuer de revêtir une grande importance dans un avenir prévisible.

Relations de travail

Les employés horaires des installations du secteur Sables pétrolifères de Suncor (à l'exclusion de MacKay River et de Fort Hills), de toutes ses raffineries et de la majorité de ses activités de terminal et de distribution et de certaines des activités de son secteur E&P sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 25 % des employés de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2021. Des négociations en ce qui a trait à quatre conventions collectives auront lieu en 2022. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société (y compris à la suite d'une grève, d'un lock-out ou d'une pandémie), des corps de métiers contractuels travaillant aux projets ou installations de Suncor, ou des installations détenues en propriété conjointe exploitées par une autre entité, représente un risque important pour la Société et pourrait avoir une incidence défavorable importante sur ses activités, sa situation financière et ses résultats d'exploitation.

Risque lié aux partenariats

Suncor a conclu des ententes de partenariat et d'autres ententes contractuelles avec des tiers, y compris des ententes aux termes desquelles d'autres entités exploitent des actifs dont Suncor est propriétaire ou dans lesquels elle a des intérêts et des ententes aux termes desquelles Suncor exploite des actifs dont d'autres entités sont propriétaires ou dans lesquels celles-ci ont des intérêts. Ces ententes de partenariat comprennent, entre autres, les ententes concernant les installations de Syncrude, de Fort Hills et les installations *in situ*, ainsi que celles touchant les activités d'E&P Canada et d'E&P International. Le succès des activités se rapportant à des actifs et à des projets exploités par des tiers ou développés conjointement avec des tiers et le moment où elles auront lieu dépendent d'un certain nombre de facteurs qui échappent au contrôle de Suncor, y compris, entre autres, le moment où elle engagera des dépenses en immobilisations et le montant de celles-ci, le moment où elle engagera des charges d'exploitation et des coûts de maintenance et le montant de ceux-ci, l'expertise, les ressources financières et les pratiques de gestion des risques de l'exploitant, l'approbation des autres participants et le choix de la technologie.

Ces copropriétaires pourraient avoir des objectifs et des intérêts qui ne coïncident pas avec les intérêts de Suncor et qui pourraient entrer en conflit avec ceux-ci. Les décisions d'investissement et de dépenses d'exploitation importantes visant les partenariats peuvent exiger que les copropriétaires se mettent d'accord, tandis que certaines décisions d'exploitation peuvent être prises uniquement au gré de l'exploitant des actifs applicables. Même si les contreparties dans le cadre des coentreprises cherchent généralement à atteindre un consensus relativement aux principales décisions concernant la direction et l'exploitation des actifs et le développement des projets, rien ne garantit que les demandes

ou les attentes futures des parties relativement à ces actifs et projets seront comblées de façon satisfaisante ou en temps opportun. L'incapacité de répondre de façon satisfaisante aux demandes ou aux attentes de toutes les parties pourrait influencer la participation de la Société à l'exploitation de ces actifs ou au développement de ces projets, sa capacité à obtenir ou à conserver les permis ou les approbations nécessaires ou le moment d'entreprendre diverses activités. De plus, des conflits pourraient survenir relativement à l'échéancier, au financement ou aux engagements en matière de dépenses d'immobilisations relativement aux projets qui sont développés conjointement.

La matérialisation de l'un ou l'autre des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risques financiers

Accès à des capitaux

Suncor prévoit financer ses dépenses en immobilisations futures au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit disponibles qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Toutefois, sa capacité à le faire dépendra, entre autres, des cours des marchandises, de la conjoncture générale des marchés financiers et de l'ampleur du bassin d'institutions financières et d'investisseurs intéressés à acquérir des placements dans le secteur de l'énergie en général et dans les titres de la Société en particulier. Les investisseurs et parties prenantes comparent de plus en plus les sociétés sur la base de leur performance liée aux changements climatiques. L'incapacité à atteindre les cibles et objectifs de la Société en ce qui concerne les cibles net-zéro et de réduction des émissions de GES, ou le fait que les institutions financières et les investisseurs estiment que ces cibles et objectifs sont insuffisants, pourrait nuire à la réputation de la Société et à sa capacité à attirer des capitaux. Si les institutions financières, les investisseurs, les agences de notation ou les prêteurs adoptent des politiques de décarbonation plus restrictives, la capacité de la Société à accéder à des capitaux pourrait également en souffrir. La pandémie de COVID-19 a eu des répercussions importantes sur les marchés financiers internationaux et sur la disponibilité des liquidités. Bien que l'accès aux capitaux soit revenu aux niveaux d'avant la pandémie, les perturbations et la volatilité des marchés financiers mondiaux pourraient resurgir. Advenant le cas où il serait difficile, voire impossible, d'obtenir des capitaux de sources externes, ou encore d'en obtenir à des modalités favorables, la capacité de la Société à engager des dépenses en immobilisations et à conserver ses biens actuels pourrait être compromise.

Le recours à des capitaux d'emprunt pour financer la totalité ou une partie des dépenses en immobilisations pourrait accroître le niveau d'endettement de la Société et le porter à un niveau dépassant celui de la plupart des autres sociétés pétrolières et gazières de taille similaire. Si les plans de développement et de croissance futurs le requièrent, la Société

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

Suncor est tenue de respecter des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle aux termes des conventions régissant ses facilités de crédit et ses titres d'emprunt. La Société examine sa conformité à ces clauses restrictives à la lumière des résultats réels et prévus, et elle est en mesure de modifier ses plans de développement, sa structure du capital et sa politique de dividende, s'il y a lieu, afin d'assurer le respect des clauses restrictives liées à ses facilités de crédit. Si la Société ne respectait pas les clauses restrictives applicables liées à ses facilités de crédit et à ses titres d'emprunt, elle pourrait devoir rembourser les montants empruntés plus tôt que prévu ou pourrait avoir de la difficulté à obtenir des capitaux supplémentaires ou, encore, à en obtenir selon des modalités avantageuses.

Les agences de notation évaluent régulièrement la situation financière de la Société, y compris ses filiales. Les notations qu'elles accordent à la dette à long terme et à la dette à court terme de Suncor reposent sur divers facteurs, notamment sur la solidité financière de la Société ainsi que sur des facteurs qui sont indépendants de sa volonté, comme la conjoncture du secteur pétrolier et gazier et la conjoncture économique en général. Les clients ou les contreparties peuvent accorder une grande importance aux notations, dans le cadre de la concurrence que livre Suncor dans certains marchés et lorsque vient le temps de conclure certaines transactions, notamment certaines transactions de vente ou d'achat de marchandises ou celles mettant en jeu des dérivés négociés hors cote. Les agences de notation pourraient éventuellement abaisser l'une des notations de Suncor, ou plusieurs d'entre elles, ce qui pourrait restreindre son accès au marché public ou privé du crédit et ainsi faire augmenter le coût d'emprunt pour la Société.

La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Activités liées à la négociation de l'énergie et à la gestion des risques et exposition aux contreparties

Du fait de la nature de ses activités liées à la négociation de l'énergie et à la gestion des risques, dans le cadre desquelles elle peut avoir recours à des instruments financiers dérivés pour gérer son exposition aux fluctuations des prix des marchandises et aux autres risques de marché, la Société est

exposée à des risques financiers, qui comprennent, sans toutefois en exclure d'autres, les suivants : les variations défavorables des prix des marchandises, des taux d'intérêt ou des taux de change, qui peuvent entraîner une perte financière ou une perte d'opportunité pour la Société; un nombre insuffisant de contreparties en raison des conditions de marché ou d'autres circonstances, ce qui peut faire en sorte que la Société se trouve incapable de liquider ou de compenser une position, ou encore de le faire à un prix égal ou qui se rapproche du prix antérieur sur le marché; ainsi que le risque de défaillance de la contrepartie.

La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs mentionnés plus haut pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Fluctuations des taux de change

Les états financiers consolidés audités de 2021 de la Société sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits que tire Suncor de la vente de produits pétroliers et gaziers sont fondés sur des prix qui sont déterminés en fonction de cours de référence en dollars américains, tandis que la majeure partie de ses dépenses sont engagées en dollars canadiens. Suncor a également des actifs et des passifs, dont environ 60 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans sa monnaie de présentation (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Par conséquent, ses résultats financiers peuvent se ressentir fortement des variations des taux de change entre le dollar canadien et le dollar américain. La Société mène également des activités qui sont administrées par l'intermédiaire de filiales à l'étranger et, par conséquent, ses résultats peuvent subir, quoique dans une moindre mesure, l'incidence des variations des taux de change entre le dollar canadien et l'euro, la livre sterling et la couronne norvégienne. Les taux de change peuvent fluctuer considérablement et donner lieu à une exposition au change favorable ou défavorable. La dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait augmenter les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. L'appréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain fait diminuer les produits des activités ordinaires tirés des ventes de marchandises. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains. Au 31 décembre 2021, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, pour passer de 0,78 \$ au début de 2021, à 0,79 \$. Les fluctuations des taux de change pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée aux fluctuations des taux d'intérêt à court terme canadiens et américains, du fait qu'une partie de sa capacité d'emprunt provient de facilités de crédit renouvelables à taux variable et de papier commercial et qu'elle investit ses liquidités excédentaires dans des instruments de créance à court terme et des instruments du marché monétaire, ce qui compense dans une certaine mesure

les expositions. Suncor peut également être exposée à des taux d'intérêt plus élevés au moment où les instruments d'emprunt arrivent à échéance et doivent être refinancés, ou lorsqu'elle doit obtenir un nouveau financement par emprunt. La Société est également exposée au risque de taux d'intérêt si des instruments dérivés sont utilisés pour la gestion de son portefeuille d'emprunts. Toute fluctuation défavorable des taux d'intérêt pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Redevances, taxes et impôts

Suncor est assujettie au versement de redevances et de taxes et impôts gouvernementaux sur plusieurs territoires.

Les redevances peuvent varier par suite des fluctuations des prix du pétrole brut et du gaz naturel, des volumes de production, du volume des ventes, des dépenses en immobilisations et des charges d'exploitation ou encore par suite de modifications apportées à la législation en vigueur ou aux contrats de partage de la production, des conclusions des audits réglementaires portant sur des déclarations relatives à des années antérieures ou de la survenance d'autres événements. La matérialisation de l'un ou l'autre de ces événements pourrait avoir une incidence significative sur les redevances de la Société.

L'augmentation des charges de Suncor en ce qui a trait aux redevances, à l'impôt sur le résultat, à l'impôt foncier, aux taxes sur le carbone, aux tarifs, aux droits à l'importation, aux quotas et aux rajustements de taxes frontalières sur ses produits, de même qu'aux taxes et impôts et aux coûts de conformité imposés par les gouvernements, pourrait avoir des répercussions défavorables importantes sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Dividendes et rachats d'actions

Le versement futur de dividendes sur ses actions ordinaires et les rachats futurs d'actions ordinaires qu'effectue Suncor sont tributaires, entre autres, de ses obligations législatives et des exigences des bourses, du contexte commercial en vigueur, de sa situation financière, de ses résultats d'exploitation, de ses flux de trésorerie, de la nécessité d'obtenir des fonds afin de financer les activités courantes et ses projets de croissance, des clauses restrictives relatives à sa dette et d'autres critères commerciaux que le conseil de la Société pourrait considérer comme pertinents. Rien ne garantit que Suncor continuera de verser des dividendes ou de racheter des actions à l'avenir.

Remplacement des réserves du secteur E&P

La production extracôtière future de Suncor et, par conséquent, ses flux de trésorerie et ses résultats d'exploitation provenant du secteur E&P, dépendent fortement du succès de l'exploitation de ses réserves actuelles et de l'acquisition et de la découverte de nouvelles réserves. En l'absence d'ajouts aux réserves dans le secteur E&P par suite des activités d'exploration, d'acquisition ou de mise en valeur, la production des actifs extracôtiers de Suncor diminuera au fil du temps

à mesure que les réserves s'épuiseront. Les activités d'exploration, de mise en valeur ou d'acquisition de réserves exigent beaucoup de capitaux. Si les flux de trésorerie de Suncor s'avéraient insuffisants pour financer les dépenses en immobilisations et que les sources externes de capitaux devenaient limitées ou indisponibles, la capacité de Suncor de réaliser les dépenses d'investissement nécessaires pour maintenir et accroître ses réserves sera compromise. De plus, Suncor pourrait ne pas être en mesure de mettre en valeur ou d'acquérir des réserves supplémentaires pour remplacer sa production de pétrole brut et de gaz naturel à des coûts acceptables.

Incertitudes influant sur les estimations des réserves

Il existe de nombreuses incertitudes inhérentes à l'estimation des quantités de réserves, y compris de nombreux facteurs indépendants de la volonté de la Société. La production, les produits, les redevances, les impôts, les taxes et les frais de mise en valeur et d'exploitation réels de Suncor relativement à ses réserves différeront de ses estimations, et ces écarts pourraient être considérables.

Fournisseurs de services tiers

Les activités de Suncor s'appuient sur l'intégrité d'exploitation d'un grand nombre de fournisseurs de services tiers, y compris des intrants et des extrants de transport de marchandises (pipelines, rails, camionnage, transport maritime) et des services publics associés à diverses installations détenues par Suncor en propriété exclusive ou en propriété conjointe, notamment l'électricité. Une interruption de service ou une disponibilité limitée par l'un de ces tiers pourrait également avoir une incidence grave sur les activités et les plans de croissance de Suncor. Les contraintes au niveau des pipelines qui touchent la capacité de transport ou l'approvisionnement en intrants, tels que l'hydrogène et l'électricité, pourraient avoir une incidence défavorable sur la capacité de la Société de maintenir la production aux niveaux optimaux. Les perturbations de service de pipelines pourraient avoir une incidence défavorable sur les prix des marchandises, les prix obtenus par Suncor, les activités de raffinage et les volumes des ventes, ou limiter sa capacité de production et sa capacité à livrer la production. Ces interruptions pourraient être causées par l'incapacité du pipeline à fonctionner ou par l'approvisionnement excédentaire du système qui excède la capacité du pipeline. Des contraintes d'exploitation à court terme sur les réseaux de pipelines découlant de l'interruption des pipelines ou de l'offre accrue de pétrole brut sont déjà survenues dans le passé et pourraient se reproduire. Il existe un risque que des interruptions de service de tiers aient une incidence sur la production de Suncor ou les prix obtenus par celle-ci, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor.

Établissements à l'étranger

La Société possède des établissements dans divers pays ayant des systèmes politiques, économiques et sociaux différents. Par conséquent, les établissements et les actifs connexes de la

Société sont assujettis à un certain nombre de risques et d'autres incertitudes découlant de la souveraineté du gouvernement étranger sur les activités internationales de la Société, qui peuvent comprendre notamment les suivants : les restrictions monétaires et les restrictions visant le rapatriement de fonds; la perte de produits des activités ordinaires, de terrains et d'équipement par suite d'une expropriation, de la nationalisation, d'actes terroristes, de guerres, d'insurrections et des risques géopolitiques et autres risques d'ordre politique; les augmentations des taxes et impôts et des redevances gouvernementales; la conformité avec les lois anticorruptions existantes et émergentes, y compris la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* (Canada), la *Foreign Corrupt Practices Act* (États-Unis) et la *Bribery Act* (Royaume-Uni); les renégociations de contrats avec des entités gouvernementales ou quasi gouvernementales; les modifications des lois et des politiques régissant les activités des sociétés étrangères; des sanctions économiques et juridiques (par exemple, des restrictions contre des pays où sévit la violence politique ou des pays que d'autres gouvernements pourraient soupçonner de commanditer le terrorisme).

En cas de différends touchant les établissements à l'étranger de la Société, ceux-ci pourraient être assujettis à la compétence exclusive de tribunaux étrangers et pourraient ne pas être en mesure d'assujettir des ressortissants étrangers à la compétence d'un tribunal du Canada ou des États-Unis. En outre, par suite d'activités dans ces régions et de l'évolution constante du cadre international régissant la responsabilité et la reddition de comptes des sociétés à l'égard de crimes internationaux, la Société pourrait être également exposée à d'éventuelles réclamations pour des violations présumées du droit international ou du droit de la région concernée.

L'incidence que pourraient avoir des attaques terroristes, des hostilités régionales ou des événements de violence politique futurs éventuels, à l'instar de ce qui s'est passé en Libye et en Syrie, sur l'industrie du pétrole et du gaz, et sur les activités de la Société en particulier, n'est pas connue pour le moment. Cette incertitude pourrait toucher les activités de Suncor de façon imprévisible, notamment par des perturbations de l'approvisionnement en carburant et des marchés du carburant, particulièrement en ce qui a trait au pétrole brut, et la possibilité que les installations d'infrastructure, y compris les pipelines, les installations de production, les usines de traitement et les raffineries, soient des cibles directes ou des victimes indirectes d'un acte de terrorisme, de violence politique ou de guerre. Suncor pourrait devoir engager des coûts importants afin de protéger ses actifs contre les activités terroristes ou de réparer des dommages probables à ses installations. Rien ne garantit que Suncor réussira à se protéger contre de tels risques ni contre les conséquences sur la sécurité et les conséquences financières connexes.

Malgré la formation offerte par Suncor et ses politiques relatives aux paiements illicites et aux autres formes de corruption, il existe un risque que Suncor, ou certains de ses employés ou de ses sous-traitants soient accusés de paiements illicites ou de corruption. Toute infraction du genre pourrait entraîner de lourdes pénalités. Une simple allégation d'un comportement de ce type pourrait nuire à la capacité de Suncor

de collaborer avec des gouvernements ou des organisations non gouvernementales et pourrait entraîner son exclusion officielle d'un pays ou d'une région ainsi que des sanctions, des amendes, des annulations ou des retards dans le cadre de projets, l'incapacité de mobiliser ou d'emprunter des capitaux, des atteintes à sa réputation et des préoccupations accrues chez les investisseurs.

La matérialisation de l'un des risques susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable importante sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Revendications territoriales et consultations auprès des Autochtones

Des Autochtones ont revendiqué des titres et droits ancestraux à l'égard de certaines parties de l'Ouest canadien. De plus, des Autochtones ont déposé contre des participants de l'industrie des réclamations liées en partie à des revendications territoriales, qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société.

Au cours des dernières années, on a insisté de plus en plus sur l'importance de consulter les Autochtones sur les projets gaziers et pétroliers et leurs infrastructures et le gouvernement fédéral du Canada et le gouvernement provincial de l'Alberta se sont engagés à redéfinir leurs relations avec les Autochtones du pays. Plus concrètement, le gouvernement fédéral a affirmé qu'il appuyait sans réserve la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « Déclaration »). Le 3 décembre 2020, le gouvernement fédéral a présenté le projet de loi C-15, *Loi concernant la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones*, dans le but d'adopter la Déclaration dans le droit canadien, en précisant que le cadre législatif « permettra également d'assurer des efforts soutenus et continus pour faire respecter les droits des peuples autochtones aujourd'hui et à l'avenir ». Le 21 juin 2021, le projet de loi C-15 a reçu la sanction royale. Suncor a déclaré son appui à ce projet de loi tout en exprimant le souhait que le gouvernement tire au clair les questions qu'il soulève et fournisse des directives claires. Étant donné son adoption récente, on ignore comment le projet de loi C-15 sera mis en œuvre et interprété dans le cadre du droit canadien, et on ne sait donc pas encore non plus quelles seront les répercussions s'y rattachant sur l'obligation de la Couronne en matière de consultation des Autochtones.

Pour l'heure, Suncor n'est pas en mesure d'évaluer les conséquences, le cas échéant, que pourraient avoir des revendications territoriales, l'obligation de consulter les Autochtones ou la mise en œuvre du projet de loi C-15 dans le droit canadien sur ses activités. Toutefois, les conséquences pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Risque lié aux poursuites

Il existe un risque que Suncor ou des entités dans lesquelles elle détient une participation fassent l'objet de poursuites, et les allégations dans le cadre de ces poursuites pourraient être importantes. Divers types d'allégations peuvent être formulées aux termes de ces poursuites, y compris, sans s'y limiter, des

allégations de dommages causés à l'environnement, de contribution aux changements climatiques et à leurs impacts, de violation de contrats, de responsabilité civile des produits, de violation des lois antitrust, de paiements illicites et autres formes de corruption, de violation des lois fiscales, de contrefaçon de brevets, de divulgation d'informations, de questions liées à l'emploi ainsi que des allégations concernant une attaque, une brèche de sécurité ou un accès non autorisé aux technologies de l'information et aux infrastructures de Suncor. Le déroulement des poursuites est incertain, et il est possible que les affaires en cours ou futures donnent lieu à des événements défavorables importants. Une issue ou un règlement défavorable à l'issue d'une poursuite pourrait inciter certaines parties à tenter d'autres poursuites. Suncor pourrait également faire l'objet d'une publicité négative ou voir sa réputation ternie en raison de ces questions, qu'elle soit déclarée responsable ou non par la suite. Il existe un risque d'une issue défavorable importante liée à ces poursuites, ou un risque que la Société ait à engager des dépenses importantes ou à affecter des ressources importantes afin d'opposer une défense à ces poursuites, dont le succès ne peut être garanti.

Environnement de contrôle

Il se pourrait qu'en raison des limites qui leur sont inhérentes, les contrôles et procédures de communication de l'information et les contrôles internes à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou déceler toutes les inexactitudes, et même les contrôles qui sont jugés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable en ce qui a trait à la préparation et à la présentation des états financiers. L'incapacité à prévenir, à détecter et à corriger des anomalies pourrait avoir une incidence défavorable significative sur la présentation des activités, de la situation financière et des résultats d'exploitation de Suncor.

Couverture d'assurance

Suncor maintient une couverture d'assurance dans le cadre de son programme de gestion des risques. Toutefois, ces assurances peuvent ne pas fournir une couverture complète dans toutes les situations, et tous les risques ne sont pas forcément assurables. La Société auto-assure certains risques et la couverture d'assurance de la Société ne couvre pas tous les coûts découlant de la répartition des obligations et des risques de perte découlant de ses activités.

Les polices d'assurance de Suncor sont généralement renouvelées chaque année et, en fonction de facteurs tels que les conditions du marché, les primes, les limites et/ou les franchises de certaines polices d'assurance peuvent varier considérablement. Dans certains cas, certaines assurances pourraient devenir indisponibles ou n'être disponibles que pour des montants de couverture réduits. Une augmentation importante des coûts pourrait amener la Société à décider de réduire, voire d'éliminer, la couverture. De plus, des assurances sont souscrites auprès d'un certain nombre d'assureurs tiers, souvent dans le cadre d'accords d'assurance à plusieurs niveaux, dont certains peuvent cesser de fournir une couverture d'assurance pour des raisons politiques ou stratégiques propres. Si l'un de ces assureurs refusait de continuer à fournir une couverture d'assurance, l'exposition globale au risque de la Société pourrait être accrue.

11. Autres éléments

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2021, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 décembre 2021, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2021, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

L'efficacité de nos contrôles internes à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2021 a fait l'objet d'un audit par KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., cabinet d'experts-comptables inscrit et indépendant, comme il est indiqué dans son rapport compris dans les états financiers consolidés audités de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2021.

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

Prévisions de la Société

Aucune autre modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 2 février 2022. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2022, veuillez consulter la page www.suncor.com/perspectives.

12. Mises en garde

Mesures financières hors PCGR

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 flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), 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, les stocks selon 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 les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.

a) Résultat d'exploitation ajusté

Le résultat d'exploitation ajusté est une mesure financière hors PCGR qui se calcule en ajustant le résultat net en fonction d'éléments significatifs qui ne sont pas indicatifs de la performance opérationnelle. La direction utilise le résultat d'exploitation ajusté pour évaluer la performance opérationnelle parce qu'elle estime que cette mesure offre une comparaison plus juste entre les périodes. Pour les exercices clos les 31 décembre 2021, 31 décembre 2020 et 31 décembre 2019, un rapprochement entre le résultat d'exploitation ajusté consolidé et le résultat net est présenté à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion, et un rapprochement entre le résultat d'exploitation ajusté de chaque secteur et le résultat net à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation ajusté pour les trimestres clos les 31 décembre 2021 et 31 décembre 2020 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté ci-dessous.

b) Analyses de rapprochement du résultat d'exploitation ajusté

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation ajusté par rapport à la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat d'exploitation ajusté qui suit les analyses de rapprochement présentées dans certaines rubriques du présent rapport de gestion. Ces analyses sont fournies du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour évaluer le rendement.

- Le facteur lié aux volumes 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 commerciales et logistiques en amont, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence après 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 en aval relatives à la gestion du risque marchandises à court terme.
- 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, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation ajusté, de l'incidence des variations des taux d'impôt réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.
- 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.

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2021	2020	2019
Ajustements du résultat net				
Résultat net		4 119	(4 319)	2 899
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants:				
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains		(101)	(286)	(590)
Charge d'intérêts nette		645	698	638
Résultat net ajusté ¹⁾	A	4 663	(3 907)	2 947
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette ²⁾		19 814	16 010	15 129
Capitaux propres		35 757	42 042	44 005
		55 571	58 052	59 134
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette ²⁾		16 149	19 814	16 010
Capitaux propres		36 614	35 757	42 042
		52 763	55 571	58 052
Capital moyen investi	B	54 069	56 239	60 402
RCI (%) ³⁾	A/B	8,6	(6,9)	4,9

1) L'incidence totale des ajustements avant impôt s'élève à 738 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, à 618 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et à 250 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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

3) Le RCI aurait été de 8,2 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2021, compte non tenu de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 221 M\$ (168 M\$ après impôt) au troisième trimestre de 2021. Le RCI aurait été de (2,9) % pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2020 et de 1,821 G\$ (1,376 G\$ après impôt) et 560 M\$ (422 M\$ après impôt) au premier trimestre de 2020. Le RCI aurait été de 10,0 % pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,716 G\$ (2,803 G\$ après impôt) et de 521 M\$ (393 M\$ après impôt) au quatrième trimestre de 2019.

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

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

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères			Exploration et Production			Raffinage et commercialisation		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Résultat net	2 147	(3 796)	(427)	1 285	(832)	1 005	2 178	866	3 000
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	4 585	6 430	8 170	324	2 147	1 505	853	867	823
Impôt sur le résultat différé	(51)	(797)	(1 565)	33	(321)	(215)	113	(24)	(49)
Charge de désactualisation	240	224	221	58	48	43	6	6	6
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(66)	81	21	3	(17)	16	50	44	70
(Profit) perte à la cession d'actifs	(4)	(1)	(14)	(227)	—	(228)	(19)	(24)	(11)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Rémunération fondée sur des actions	61	(59)	16	5	(9)	—	34	(36)	3
Frais de prospection	—	—	—	—	80	66	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(245)	(212)	(413)	(1)	(7)	(32)	(17)	(12)	(19)
Autres	179	116	52	(2)	(35)	(17)	57	21	40
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	6 846	1 986	6 061	1 478	1 054	2 143	3 255	1 708	3 863
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social et éliminations			Total		
	2021	2020	2019	2021	2020	2019
Résultat net	(1 491)	(557)	(679)	4 119	(4 319)	2 899
Ajustements pour :						
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	88	82	74	5 850	9 526	10 572
Impôt sur le résultat différé	(39)	23	(89)	56	(1 119)	(1 918)
Charge de désactualisation	—	—	—	304	278	270
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	(113)	(312)	(624)	(113)	(312)	(624)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	—	—	—	(13)	108	107
(Profit) perte à la cession d'actifs	(7)	9	—	(257)	(16)	(253)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	80	—	—	80	—	—
Rémunération fondée sur des actions	105	(134)	25	205	(238)	44
Frais de prospection	—	—	—	—	80	66
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	—	—	(263)	(231)	(464)
Autres	55	17	44	289	119	119
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	(1 322)	(872)	(1 249)	10 257	3 876	10 818
Variation du fonds de roulement hors trésorerie				1 507	(1 201)	(397)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation				11 764	2 675	10 421

e) Flux de trésorerie disponibles et flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)

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 discrétionnaires (déficitaires) sont une mesure financière hors PCGR calculée en déduisant, des fonds provenant de l'exploitation ajustés, les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, y compris les intérêts incorporés à l'actif connexes, et les dividendes. Les flux de trésorerie disponibles et les flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires) rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les distributions aux actionnaires et financer les investissements de croissance. La direction utilise ces mesures pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer ses investissements de croissance. La direction utilise ces mesures pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à faire croître les activités de Suncor. Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires pour les trois derniers exercices de Suncor.

(en millions de dollars)	2021	2020	2019
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	11 764	2 675	10 421
Déduire (ajouter) la variation du fonds de roulement hors trésorerie	1 507	(1 201)	(397)
Fonds provenant de l'exploitation ajustés	10 257	3 876	10 818
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(4 667)	(4 104)	(5 904)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	5 590	(228)	4 914

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 60 M\$ en 2021, de 46 M\$ en 2020 et de 63 M\$ en 2019.

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

Les charges d'exploitation décaissées 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, la SSUC, les coûts liés à la COVID-19, les coûts liés aux projets mis en veilleuse, les frais de recherche, 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, iii) des frais de démarrage de projets, et iv) de l'incidence de la variation des niveaux et de l'évaluation des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude comprennent la production de diesel qui est consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion. En 2020, la Société a révisé la méthode de calcul des charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour mieux l'harmoniser avec la méthode utilisée pour calculer les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères et de Fort Hills. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour la période précédente comprenaient les frais de mise en valeur futurs et ont été retraitées afin de les exclure. 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.

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

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

Exercices clos les 31 décembre
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2021	2020	2019
Rapprochement des marges brutes de raffinage et de commercialisation			
Produits d'exploitation	22 915	15 272	22 304
Achats de pétrole brut et de produits	(16 807)	(11 243)	(15 296)
	6 108	4 029	7 008
Autres (pertes) produits	(50)	48	75
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(54)	(57)	(60)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS	6 004	4 020	7 023
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	162 862	158 991	173 705
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ²⁾ (\$/b)	36,85	25,30	40,45
Ajustement au titre de la méthode PEPS et des activités de gestion des risques à court terme	(972)	532	(628)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	5 032	4 552	6 395
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ²⁾ (\$/b)	30,90	28,65	36,80
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ³⁾	2 019	1 759	2 035
Coûts non liés au raffinage ³⁾	(1 051)	(885)	(1 108)
Charges d'exploitation de raffinage	968	874	927
Production des raffineries ¹⁾	162 862	158 991	173 705
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,95	5,50	5,35

- 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.
- 2) À partir de 2020, les marges brutes de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur les charges d'exploitation de raffinage.

h) Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), sur le résultat net du secteur Raffinage et commercialisation

Les PCGR exigent que l'évaluation des stocks soit faite selon la méthode PEPS. Pour Suncor, cette exigence se traduit par un écart entre les prix de vente des produits raffinés, qui rendent compte des conditions de marché actuelles, et le coût des ventes comptabilisé au titre des charges d'alimentation connexes des raffineries, qui reflètent 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 de l'utilisation de la méthode d'évaluation des stocks PEPS plutôt que de la méthode DEPS. La direction utilise cette information pour analyser la performance opérationnelle de la Société et pour la comparer avec celle des raffineries comparables qui sont autorisées à évaluer les stocks selon la méthode DEPS en vertu des PCGR des États-Unis.

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

i) Dette nette et dette totale

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

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2021	2020	2019
Dette à court terme	1 284	3 566	2 155
Tranche courante de la dette à long terme	231	1 413	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	310	272	310
Dette à long terme	13 989	13 812	12 884
Obligations locatives à long terme	2 540	2 636	2 621
Dette totale	18 354	21 699	17 970
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 205	1 885	1 960
Dette nette	16 149	19 814	16 010
Capitaux propres	36 614	35 757	42 042
Dette totale majorée des capitaux propres	54 968	57 456	60 012
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	33,4	37,8	29,9
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres (%)	30,6	35,7	27,6
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	26,6	32,1	23,7

j) Prix obtenus

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

Prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères

Pour les exercices clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	5 092	13 305	18 397	18 397	2 024	8 498	10 522	10 522
Ajouter les redevances	376	1 147	1 523	1 523	19	76	95	95
Produits d'exploitation	5 468	14 452	19 920	19 920	2 043	8 574	10 617	10 617
Autres (pertes) produits	(56)	62	6	6	21	277	298	298
Achats de pétrole brut et de produits	(1 231)	(213)	(1 444)	(1 444)	(702)	(142)	(844)	(844)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(210)	(325)	(535)		(54)	(458)	(512)	
Montant brut réalisé	3 971	13 976	17 947		1 308	8 251	9 559	
Frais de transport et de distribution	(359)	(767)	(1 126)	(1 126)	(476)	(747)	(1 223)	(1 223)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ²⁾	—	—	—		197	—	197	
Frais de transport et de distribution nets	(359)	(767)	(1 126)		(279)	(747)	(1 026)	
Prix obtenu	3 612	13 209	16 821		1 029	7 504	8 533	
Volume des ventes (kb)	67 094	169 983	237 077		45 980	171 211	217 191	
Prix obtenu par baril	53,80	77,73	70,96		22,37	43,83	39,29	

31 décembre 2019

Pour l'exercice clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2019			
	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Ensemble des ventes de pétrole brut	Secteur sables pétrolières
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 656	12 774	17 430	17 430
Ajouter les redevances	124	793	917	917
Produits d'exploitation	4 780	13 567	18 347	18 347
Autres (pertes) produits	(38)	210	172	172
Achats de pétrole brut et de produits	(1 164)	(243)	(1 407)	(1 407)
Ajustement lié au montant brut réalisé ¹⁾	(14)	(219)	(233)	
Montant brut réalisé	3 564	13 315	16 879	
Frais de transport et de distribution	(449)	(844)	(1 293)	(1 293)
Ajustement lié aux frais de transport et de distribution ²⁾	15	7	22	
Frais de transport et de distribution nets	(434)	(837)	(1 271)	
Prix obtenu	3 130	12 478	15 608	
Volume des ventes (kb)	68 430	176 494	244 924	
Prix obtenu par baril	45,71	70,68	63,70	

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.

2) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou des crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente.

Prix obtenus par le secteur E&P

Pour les exercices clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2021				31 décembre 2020			
	International	Côte-Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P	International	Côte Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	815	1 447	238	2 500	809	1 058	(111)	1 756
Ajouter les redevances	—	237	241	478	—	94	49	143
Produits d'exploitation	815	1 684	479	2 978	809	1 152	(62)	1 899
Frais de transport et de distribution	(25)	(44)	(43)	(112)	(34)	(65)	(1)	(100)
Prix obtenu	790	1 640	436		775	1 087	(63)	
Volume de ventes (kb)	9 616	19 386			15 406	21 879		
Prix obtenu par baril	82,16	84,70			50,28	49,69		

Pour l'exercice clos le (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 décembre 2019			
	International	Côte Est du Canada	Autres ¹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 309	1 621	140	3 070
Ajouter les redevances	—	302	303	605
Produits d'exploitation	1 309	1 923	443	3 675
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	(35)	(39)	(6)	(80)
Ajouter les redevances	1 274	1 884	437	
Produits d'exploitation (kb)	15 650	22 190		
Prix obtenu par baril	81,22	84,86		

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

k) Rapprochement du résultat d'exploitation ajusté¹⁾ pour les quatrième trimestres de 2021 et de 2020

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	896	(293)	465	(379)	450	268	(258)	236	1 553	(168)
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(21)	(539)	(21)	(539)
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques ¹⁾	2	21	—	—	(13)	12	—	—	(11)	33
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	(227)	—	—	—	—	—	(227)	—
Dépréciation d'actifs ³⁾	—	—	—	423	—	—	—	—	—	423
Provision liée au projet d'oléoduc ⁴⁾	—	142	—	—	—	—	—	—	—	142
Résultat d'exploitation ajusté	898	(130)	238	44	437	280	(279)	(303)	1 294	(109)

- 1) En 2021, la Société a revu l'appellation des postes « résultat d'exploitation » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation » pour les remplacer respectivement par les postes « résultat d'exploitation ajusté » et « fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés » afin de mieux distinguer les mesures financières hors PCGR des mesures conformes aux PCGR comparables et de mieux refléter l'objectif de ces mesures. La composition des mesures demeure inchangée et, par conséquent, aucune période antérieure n'a été retraitée.
- 2) Au quatrième trimestre de 2021, la Société a réalisé la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle, dans son secteur E&P, pour un produit brut de 227 M\$ (227 M\$ après impôt), déduction faite des ajustements de clôture et d'autres coûts de clôture, en plus d'une contrepartie éventuelle future pouvant atteindre 50 M\$ US.
- 3) Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie de 559 M\$ (423 M\$ après impôt) à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose, en raison de l'incertitude élevée entourant l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose.
- 4) Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une provision de 186 M\$ (142 M\$ après impôt) à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL.

l) Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation ajustés pour les quatrième trimestres de 2021 et de 2020

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	896	(293)	465	(379)	450	268	(258)	236	1 553	(168)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 237	1 058	129	835	243	207	21	20	1 630	2 120
Impôt sur le résultat différé	(11)	(154)	(2)	(160)	45	(53)	(28)	43	4	(324)
Charge de désactualisation	61	55	15	13	1	1	—	—	77	69
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(25)	(602)	(25)	(602)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	8	49	42	5	—	(9)	—	—	50	45
(Profit) perte à la cession d'actifs	(4)	1	(227)	—	(1)	(18)	—	9	(232)	(8)
Rémunération fondée sur des actions	36	25	4	3	21	15	64	52	125	95
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(71)	(41)	1	—	(6)	(7)	—	—	(76)	48
Autres	23	29	(2)	(5)	12	11	5	7	38	42
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ajustés	2 175	729	425	312	765	415	(221)	(235)	3 144	1 221
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									(529)	(407)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									2 615	814

Conversions des mesures

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

Abréviations courantes

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

Unités de mesure

b	baril(s)
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
kpi^3	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi^3e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi^3	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi^3/j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi^3e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi^3e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
m^3	mètres cubes
MW	mégawatts
MWh	mégawattheure

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
C.-B.	Colombie-Britannique
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains
£	Livres sterling
€	Euros

Contexte financier et commercial

WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

Énoncés prospectifs

Le présent rapport de gestion renferme des énoncés prospectifs et de l'information prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs »), au sens des lois sur les valeurs mobilières canadiennes et américaines applicables. Les énoncés prospectifs et les autres informations reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les présents énoncés ont été formulés, et en fonction de son expérience et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de l'exactitude des estimations des réserves; les 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; 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 immobilisation 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 », « potentiel », « futur », « avenir », « occasion » et « priorité », et d'autres expressions analogues.

Les énoncés prospectifs formulés dans le présent rapport de gestion font référence aux éléments suivants :

- la stratégie de Suncor, notamment l'importance qu'elle accorde à offrir des rendements concurrentiels et durables aux actionnaires et son objectif visant à maximiser les redistributions aux actionnaires, les moyens qu'elle compte prendre pour mener à bien cette stratégie et le fait qu'elle considère son engagement en matière de gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, la solidité de son bilan et sa santé financière comme des éléments fondamentaux de son cadre de répartition du capital dans la mesure où ils favorisent la création de valeur à long terme et les redistributions aux actionnaires, et le fait que Suncor s'estime bien placée pour mettre en œuvre ces priorités grâce à ses atouts concurrentiels, à sa bonne santé financière, à des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères, à une production extracôtière qui procure des flux de trésorerie diversifiés sur le plan géographique, à un ensemble d'actifs hautement performants et entièrement intégrés, soutenus par la compétitivité des circuits de vente, et à ses investissements dans des projets axés sur le développement durable, le progrès technologique et l'innovation;
- l'opinion de Suncor selon laquelle ses programmes de croissance et de développement privilégieront des projets et initiatives hautement économiques qui créent des effets de synergie avec ses capacités de base et qui sont synonymes de valeur à long terme pour la Société grâce à la croissance des flux de trésorerie disponibles, et l'opinion de Suncor selon laquelle elle pourra mettre en œuvre des stratégies d'amélioration des actifs existants et réaliser des économies de coûts structurelles;
- l'avis de Suncor selon lequel sa vaste base d'actifs et sa flexibilité opérationnelle lui permettront d'optimiser sa production en amont de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, tandis que ses actifs logistiques et ses circuits de vente étendus, portés par son expertise en matière de négociation et de commercialisation, lui permettront de dégager une valeur ajoutée grâce à la progression de sa quote-part de la production en aval de la chaîne de valeur et que, par le truchement de cette infrastructure médiane et de ce réseau commercial et grâce à sa diversité géographique, la Société sera en mesure de maximiser la production de pétrole brut et l'utilisation des raffineries en trouvant des marchés où écouler ses produits tout en obtenant le prix de référence en vigueur sur les marchés mondiaux pour la majeure partie de sa production;
- le fait que Suncor cherche à tirer le maximum de ses actifs en misant sur l'excellence opérationnelle et le fait qu'elle soit d'avis qu'en se concentrant sur les investissements qui génèrent des réductions structurelles de ses besoins en capitaux, tout en continuant à mettre l'accent sur l'amélioration de la productivité et de la fiabilité, elle pourra réduire structurellement les coûts et les besoins en capitaux de maintien et devrait pouvoir tirer une valeur maximale de ses activités;
- les attentes selon lesquelles la reprise, par Suncor, de l'exploitation de l'actif Syncrude marquera une étape cruciale en vue d'améliorer l'intégration, l'efficacité et la compétitivité de tous les actifs qu'elle exploite dans la région, ce qui renforcera sa position régionale avantageuse dans le secteur Sables pétrolifères; les attentes selon lesquelles la reprise de l'exploitation par Suncor permettra aux coentrepreneurs du projet d'obtenir une valeur plus élevée grâce à l'amélioration des résultats d'exploitation, de l'efficacité et de la compétitivité; et les attentes selon lesquelles des synergies brutes annuelles de 100 M\$ seront réalisées au profit des coentrepreneurs en 2022 et devraient être accompagnées de synergies supplémentaires de 200 M\$ prévues pour 2023-2024;
- les énoncés concernant l'objectif stratégique de Suncor de ne produire aucune émission de GES d'ici 2050 et ses objectifs à court terme de réduction des émissions de GES, notamment

- l'objectif de Suncor de réaliser des progrès importants vers l'atteinte de ses cibles de carboneutralité en réduisant les émissions générées par l'ensemble de ses activités de base, en développant ses activités de production d'énergie à faibles émissions et en réduisant les émissions de concert avec d'autres parties;*
- *l'avis de Suncor selon lequel les investissements réalisés dans l'expansion des activités énergétiques viendront compléter ses capacités de base existantes, grâce à la génération à faibles émissions de carbone, à l'expansion de la production d'hydrogène propre et à l'intensification de ses activités existantes dans le secteur des carburants liquides renouvelables, et selon lequel il importe qu'elle arrive à libérer le plein potentiel de ses gens et de ses technologies pour remplir ses objectifs d'ordre environnemental, opérationnel et financier;*
 - *les attentes de Suncor selon lesquelles elle exploitera l'actif de Fort Hills à des taux d'utilisation moyens de 90 % pendant tout l'exercice 2022;*
 - *les attentes concernant l'acquisition, par le truchement d'Atisiiy, d'une participation dans Northern Courier Pipeline, notamment les attentes concernant le revenu fiable que les huit communautés autochtones devraient en tirer pour les décennies à venir;*
 - *les attentes de Suncor à l'égard du projet Terra Nova, notamment en ce qui a trait au projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif, lequel devrait accroître la durée de production d'environ 10 ans, l'attente selon laquelle une reprise sécuritaire et fiable des activités aura lieu d'ici la fin de 2022 et le calendrier des travaux de maintenance de l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova;*
 - *les énoncés concernant la phase 2 de Buzzard, notamment les attentes selon lesquelles ce projet prolongera la durée de production du champ existant et lui permettra d'atteindre sa capacité maximale de production brute de 12 000 bep/j (production nette d'environ 3 500 bep/j pour Suncor) en 2022;*
 - *les énoncés concernant l'alliance visant à réduire les émissions dans l'ensemble du secteur canadien de l'exploitation des sables pétrolifères, notamment les énoncés concernant les objectifs de l'alliance, les attentes liées au calendrier et les moyens que l'alliance compte prendre pour réduire les émissions de GES;*
 - *la visée, les objectifs et les éventuels avantages des investissements réalisés par Suncor dans les énergies propres, notamment dans Enerkem Inc., LanzaJet, Inc., Svante Inc. et Recyclage Carbone Varennes, et l'opinion de Suncor selon laquelle ces investissements complètent sa gamme de produits actuelle et démontrent le rôle qu'elle joue dans l'expansion mondiale en pleine évolution des activités énergétiques tout en contribuant de manière importante à la réalisation de son objectif de réduction des émissions de GES;*
 - *le fait que Suncor poursuivra de manière rigoureuse son projet visant à réduire la dette pour la ramener dans la fourchette de la dette nette visée pour 2025, qui se situe entre 12 G\$ et 15 G\$, tout en poursuivant ses objectifs pour 2030, et son intention d'affecter ses flux de trésorerie disponibles annuels, après dividendes, à parts égales aux rachats d'actions et à la réduction de la dette;*
 - *les énoncés de Suncor concernant ses objectifs en matière de croissance des flux de trésorerie disponibles d'ici 2025, y compris les projets qui devraient l'aider à atteindre ces objectifs;*
 - *l'attente selon laquelle la gestion rigoureuse du capital restera axée sur des projets en immobilisations de maintien et de maintenance qui visent à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation, ainsi que sur l'avancement de projets d'investissement rentables de grande valeur, à forte croissance économique et axés sur le développement durable et le progrès technologique;*
 - *l'attente de Suncor selon laquelle elle poursuivra sa transformation numérique, ce qui devrait contribuer à l'atteinte des objectifs de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles supplémentaires et faciliter la transition vers le lieu de travail du futur, accroître l'excellence opérationnelle et dégager une valeur ajoutée;*
 - *les attentes de Suncor selon lesquelles le projet de remplacement de ses chaudières à coke, notamment l'attente selon laquelle les nouvelles unités de cogénération garantiront la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et produiront de l'électricité pour le réseau électrique de l'Alberta, devenant ainsi une autre source d'énergie à faibles émissions de carbone offrant de la valeur à Suncor, et l'attente selon laquelle elles seront en service entre 2024 et 2025;*
 - *les énoncés concernant le projet approuvé de parc éolien Forty Mile, notamment l'attente selon laquelle ce projet générera une valeur importante grâce à une production d'électricité durable et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor et l'opinion selon laquelle le projet sera achevé et opérationnel vers la fin de 2022 et qu'il contribuera aux flux de trésorerie disponibles supplémentaires de la Société et à la réalisation de ses objectifs de réduction des émissions de GES tout en répondant à la demande croissante des clients pour des énergies à faibles émissions de carbone;*
 - *les attentes concernant le partenariat de Suncor avec ATCO Ltd. visant à développer un projet d'hydrogène propre d'envergure mondiale, notamment les attentes concernant le calendrier et les retombées de ce projet;*
 - *les prévisions concernant le secteur Sables pétrolifères, notamment l'attente selon laquelle Suncor poursuivra ses travaux de désengorgement progressif pour tirer le maximum de valeur de l'actif Firebag, tout dépendant de la conjoncture économique et en misant sur l'aménagement de plateformes de puits intégrées et sur les technologies de drainage par gravité à l'aide de solvant et de vapeur, les prévisions concernant le déploiement de l'optimisation du virage numérique de la mine et du système de transport autonome et les avantages attendus de celui-ci, et les prévisions concernant les projets de mise en valeur susceptibles de*

soutenir la production future in situ, dont Meadow Creek, Lewis, OSLO, Gregoire, Chard et Kirby;

- les attentes selon lesquelles Suncor continuera à se concentrer sur l'excellence opérationnelle et à accroître la fiabilité et le taux d'utilisation de ses actifs; les attentes selon lesquelles Suncor continuera à exercer ses activités de manière fiable et sécuritaire tout en optimisant la production et en maintenant son engagement envers la maximisation des taux d'utilisation de ses installations de valorisation afin de produire des barils de la plus grande valeur possible, ce qui sera favorisé par l'optimisation des transferts vers les pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude;
- l'attente selon laquelle le projet de prolongement de Mildred Lake maintiendra les niveaux de production actuels de Syncrude en prolongeant la durée de vie de la mine nord par le recours aux installations d'extraction et de valorisation existantes tout en atténuant les répercussions environnementales liées à la construction de nouvelles infrastructures et l'attente selon laquelle le projet entrera en service à la fin de 2025;
- les attentes concernant le secteur E&P, notamment l'attente selon laquelle le secteur met l'accent principalement sur des projets à faible coût qui dégagent des rendements, des flux de trésorerie et une valeur à long terme considérables ainsi que sur des activités continues de mise en valeur au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord visant à tirer parti des installations et infrastructures existantes en vue d'accroître la production, activités qui devraient se poursuivre en 2022;
- les attentes concernant le secteur R&C, notamment les attentes selon lesquelles la Société continuera d'investir dans des débouchés du secteur médian et les avantages qui pourraient en découler, les attentes selon lesquelles le débit de traitement des raffineries retrouvera les niveaux de 2019, ce qui permettra à la Société de tirer parti de l'amélioration des marges et de la demande, les attentes selon lesquelles le programme de dépenses en immobilisations du secteur R&C pour 2022 sera principalement axé sur des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance visant à assurer le maintien et l'amélioration continus des activités des raffineries, et l'intention de la Société de réaliser des investissements rentables dans l'agrandissement de son réseau de vente au détail et en gros;
- l'attente selon laquelle les plateformes de puits en construction permettront d'assurer le maintien des niveaux de production actuels à Firebag et à MacKay River au cours des années à venir, à mesure que la production des plateformes de puits existantes fléchira.

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

- les travaux de révision planifiés menés à Firebag, les travaux de maintenance menés tous les ans à l'installation de cokéfaction de l'unité de valorisation de base 2 du secteur

Sables pétrolifères, les travaux de maintenance et de révision menés à Syncrude et les travaux de maintenance menés à Fort Hills;

- les travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Sarnia, d'Edmonton et de Montréal.

Autres éléments :

- la sensibilité aux facteurs économiques;
- l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;
- la priorité accordée par la Société à la redistribution de valeur aux actionnaires et à la solidité de son bilan, et le fait que la Société croit en sa capacité soutenue à générer des flux de trésorerie et à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires;
- les énoncés concernant le programme de rachat d'actions de Suncor, et notamment le fait que celle-ci estime que, selon le cours de ses actions ordinaires et d'autres facteurs pertinents, le rachat de ses propres actions représente un investissement intéressant et est dans son intérêt et celui de ses actionnaires, ainsi que l'attente de Suncor selon laquelle la décision d'affecter de la trésorerie au rachat d'actions n'aura pas d'incidence sur sa stratégie de croissance à long terme;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière, sa situation financière, sa liquidité ou ses sources de financement;
- le programme de dépenses en immobilisation de 4,7 G\$, de Suncor pour 2021 et le fait que la Société estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2021, de même que pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents de trésorerie, des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les attentes de Suncor quant à l'affectation de ses dépenses en immobilisations pour 2022 et aux avantages qui devraient en découler;
- les objectifs de la Société concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont la notation est élevée;
- la priorité que la Société continue d'accorder à la gestion des niveaux d'endettement, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix des marchandises, et le fait qu'elle croit qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs devrait

l'aider à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement;

- *l'intention de Suncor d'adopter certaines normes et interprétation comptables et modifications de normes comptables au moment où elles entreront en vigueur;*
- *les attentes concernant les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales.*

Les énoncés prospectifs ne sont pas des garanties d'un rendement futur et comportent un certain nombre de risques et d'incertitudes, dont certains sont similaires à ceux qui touchent d'autres sociétés pétrolières et gazières et d'autres sont propres à Suncor. Les résultats réels de Suncor pourraient différer de façon importante de ceux exprimés ou suggérés de manière implicite dans ses énoncés ou renseignements prospectifs; le lecteur est donc averti de ne pas s'y fier indûment.

Les résultats financiers et le rendement opérationnel des secteurs isolables de la Société, notamment Sables pétrolifères, 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 dans l'écart de prix entre le pétrole brut léger et le pétrole brut lourd et entre le pétrole brut peu sulfureux et le pétrole 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 exclusive de Suncor soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter les installations de son 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 production des pipelines et d'autres contraintes logistiques, ce qui pourrait compromettre sa capacité de distribuer ses produits sur le marché; la capacité de Suncor à financer la croissance et les dépenses d'investissement de maintien du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, le stockage des résidus, le rendement des gisements et des installations in situ ou la non-disponibilité de bitume venant des tiers; les variations des charges d'exploitation, notamment le coût de la main-d'œuvre et le prix du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; la capacité de la Société de mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les 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 du secteur E&P de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes opérationnels

inhérents aux activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, l'épuisement prématuré 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 de nature politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye attribuable à l'agitation politique dans ce pays; la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si la Société vend des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et 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 associés à la mise en valeur et à l'exécution des projets de Suncor et à la mise en service et à l'intégration des 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 les avis de nouvelle cotisation d'impôts, l'imposition de frais, de redevances, de droits de douane, de droits ou d'autres coûts liés à la conformité imposés par le gouvernement, ou des changements apportés à ceux-ci, et les réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement et les changements apportés à celles-ci; les

modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à l'égard de la Société; 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 de 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 requises des autorités de réglementation, de tierces parties et de parties intéressées nécessaires aux activités d'exploitation, aux projets, aux initiatives et aux activités de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor, et 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 initiatives de gestion du risque déployées par la Société à l'aide d'actifs et de 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 de Suncor, 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 dans lesquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société fasse l'objet de 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. Tous ces facteurs importants ne sont pas exhaustifs.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, notamment à la rubrique « Facteurs de risque », ainsi que dans la notice annuelle de 2021 de la Société et le formulaire 40-F 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 d'autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

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