

Rapport de gestion

Le 24 février 2021

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 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 24 février 2021 de Suncor (la « notice annuelle de 2020 »), 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 document 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

20	Sommaire des données financières et d'exploitation
23	Aperçu de Suncor
26	Information financière
31	Résultats sectoriels et analyse
50	Analyse des résultats du quatrième trimestre de 2020
53	Données financières trimestrielles
56	Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations
59	Situation financière et situation de trésorerie
65	Méthodes comptables et estimations comptables critiques
68	Facteurs de risque
83	Autres éléments
84	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 ») et les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada inclus dans la Partie I du *Manuel de CPA Canada*.

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, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), 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) 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, ne sont pas prescrites par les PCGR. Le résultat d'exploitation, 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, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, les flux de trésorerie disponibles, les flux

de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires), 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.

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 kbp 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 utilisateurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs, 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)	2020	2019	2018
Produits bruts	24 900	39 866	39 592
Redevances	(238)	(1 522)	(1 050)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	24 662	38 344	38 542
Résultat net	(4 319)	2 899	3 293
par action ordinaire – de base	(2,83)	1,86	2,03
par action ordinaire – dilué	(2,83)	1,86	2,02
Résultat d'exploitation¹⁾	(2 242)	4 358	4 312
par action ordinaire – de base	(1,47)	2,80	2,65
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	3 876	10 818	10 172
par action ordinaire – de base	2,54	6,94	6,27
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 675	10 421	10 580
par action ordinaire – de base	1,75	6,69	6,54
Dividendes versés sur les actions ordinaires	1 670	2 614	2 333
par action ordinaire – de base	1,10	1,68	1,44
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 526	1 559	1 623
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 526	1 561	1 629
RCI¹⁾ (%)	(6,9)	4,9	8,0
RCI¹⁾²⁾ (%) , à l'exclusion des projets majeurs en cours	(7,4)	5,1	8,2
Dépenses en immobilisations³⁾	3 806	5 436	5 250
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	2 388	3 227	3 347
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	1 418	2 209	1 903
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)¹⁾	(228)	4 914	4 432
État de la situation financière (au 31 décembre)			
Total de l'actif	84 616	89 435	89 579
Dette nette ⁴⁾⁵⁾	19 814	16 010	15 129
Total du passif	48 859	47 393	45 574

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

2) Exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif. Le RCI, exclusion faite des projets majeurs en cours, aurait été de (3,0) % en 2020, compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 2,221 G\$. Le RCI, exclusion faite des projets majeurs en cours, aurait été de 8,6 % en 2019, compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ et de l'incidence d'un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant d'une modification au taux d'imposition des sociétés en Alberta.

3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 120 M\$ en 2020, de 122 M\$ en 2019 et de 156 M\$ en 2018.

4) La dette nette correspond au total de la dette diminué de la trésorerie et de ses équivalents. Le total de la dette comprend la dette à court terme, la partie courante de la dette à long terme, la partie courante des obligations locatives à long terme, la dette à long terme et les obligations locatives à long terme.

5) Les chiffres présentés pour 2018 ne tiennent pas compte de l'incidence de l'IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui a été adoptée de manière prospective le 1^{er} janvier 2019 conformément aux dispositions de la norme, ce qui s'est traduit par une augmentation de 1,792 G\$ de la dette nette au 31 décembre 2019.

Sommaire des données d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Volumes de production			
Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique (kb/j)	466,2	485,6	424,5
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	127,2	184,8	204,1
Exploration et production (kbep/j)	101,7	106,8	103,4
Total	695,1	777,2	732,0
Prix de vente moyen obtenu¹⁾²⁾ (\$/bep)			
Pétrole brut synthétique et diesel	43,83	70,68	68,32
Bitume non valorisé ³⁾	22,37	45,71	32,67
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	39,29	63,70	57,37
Exploration et production	49,96	82,92	86,96
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	407,0	438,9	430,8
Taux d'utilisation des raffineries⁴⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	91	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	86	98	93
Total	88	95	93
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS ⁵⁾⁶⁾ (\$/b)	25,30	40,45	42,80
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ⁵⁾⁶⁾ (\$/b)	28,65	36,80	46,60

1) Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances.

2) À partir de 2020, la Société a revu la présentation des prix obtenus 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.

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 mis à jour pour refléter ce changement.

4) 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.

5) À partir de 2020, les marges 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.

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

Sommaire des résultats sectoriels

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Résultat net			
Sables pétrolifères	(3 796)	(427)	945
Exploration et production	(832)	1 005	807
Raffinage et commercialisation	866	3 000	3 154
Siège social et éliminations	(557)	(679)	(1 613)
Total	(4 319)	2 899	3 293
Résultat d'exploitation¹⁾			
Sables pétrolifères	(2 278)	1 622	885
Exploration et production	13	1 141	897
Raffinage et commercialisation	866	2 912	3 154
Siège social et éliminations	(843)	(1 317)	(624)
Total	(2 242)	4 358	4 312
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾			
Sables pétrolifères	1 986	6 061	4 964
Exploration et production	1 054	2 143	1 779
Raffinage et commercialisation	1 708	3 863	3 798
Siège social et éliminations	(872)	(1 249)	(369)
Total des fonds provenant de l'exploitation	3 876	10 818	10 172
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(1 201)	(397)	408
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	2 675	10 421	10 580

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

2. Aperçu de Suncor

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta, au Canada. L'objectif stratégique de la Société est de développer l'un des plus grands bassins de ressources pétrolières du monde, soit celui des sables pétrolifères de l'Athabasca, situé au Canada. De plus, Suncor exerce des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production et de commercialisation du pétrole brut au Canada et à l'échelle internationale, elle transporte et raffine du pétrole brut et commercialise des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. 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 et de sous-produits.

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

Nous visons à maximiser les rendements des actionnaires en concentrant nos efforts sur notre excellence opérationnelle, 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 la solidité de notre bilan et de notre santé financière constitue le fondement de notre stratégie de répartition du capital, qui favorise la création de valeur à long terme et le rendement pour les actionnaires. Nous estimons que Suncor est bien placée pour obtenir de bons résultats grâce à ses atouts concurrentiels : sa bonne santé financière; un ensemble d'actifs hautement performants et entièrement intégrés; des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères; 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 et à valeur élevée – Le plan de croissance et de mise en valeur de Suncor met de l'avant des projets et des initiatives 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 des projets de désengorgement, un système de transport autonome pour l'ensemble de ses actifs du secteur Sables pétrolifères et des pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et Syncrude. 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. Par ailleurs, nous croyons que la position régionale avantageuse de la Société dans le secteur Sables pétrolifères lui permet de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour créer des synergies entre les actifs. Cette situation est d'autant plus favorable que les coentreprises du projet Syncrude ont conclu un accord de principe prévoyant la reprise du projet par Suncor à titre d'exploitant d'ici la fin de 2021, ce qui lui permettra de tirer parti de la synergie de ses activités régionales, de réaliser des économies d'échelle et d'améliorer les résultats.
- 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 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 ventes tout en obtenant le prix de référence en vigueur sur les marchés mondiaux pour la majeure partie de sa production.
- Réaliser les coûts unitaires les plus bas de l'industrie 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. La réduction des coûts et l'attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité devraient nous aider à tirer le maximum de valeur de nos activités. L'accélération de la transformation numérique de la Société et la mise en œuvre d'améliorations des processus et des technologies sont essentielles à la réalisation de nos objectifs de réduction des coûts en 2020.

- Être un chef de file en matière de développement durable – Suncor est fermement déterminée à réaliser sa vision du développement durable en faisant preuve de leadership et de collaboration au sein de l'industrie au chapitre de trois principes fondamentaux : la performance environnementale, la responsabilité sociale et la création d'une économie forte. La Société estime que ce sont les investissements dans l'énergie à faibles émissions de carbone qui soutiendront sa croissance, et elle fait de ces investissements une priorité indispensable à l'atteinte de ses objectifs en matière de développement durable.
- 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 2020

Suncor a dépassé son objectif de réduction des charges d'exploitation grâce à une réduction annuelle de 1,3 G\$ (soit environ 12 %) pour 2020 par rapport à 2019 et a atteint son objectif de réduction des dépenses en immobilisations grâce à une réduction de 1,9 G\$ (soit environ 33 %) pour 2020 par rapport au point milieu de ses prévisions initiales de dépenses en immobilisations pour l'exercice.

- Suncor a dépassé de 300 M\$, ou 30 %, son objectif de réduction des charges d'exploitation précédemment annoncé, qui s'établissait à 1,0 G\$, grâce à un resserrement des activités de base et à la mise en œuvre de mesures de réduction des coûts, telles que des améliorations apportées à son modèle d'approvisionnement, ainsi qu'à la diminution des charges d'exploitation à Fort Hills, la Société ayant réduit la production en fonction de la demande en aval. Cette diminution des charges est également attribuable au passage temporaire de la production à un seul train d'extraction primaire et à l'allègement prévu par le programme de Subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC »), facteurs qui ont été partiellement neutralisés par les coûts engagés en réaction à la COVID-19.
- Suncor a également atteint son objectif de réduction des dépenses en immobilisations établi à 1,9 G\$ pour 2020 grâce à une réduction de 3,8 G\$ (soit environ 33 %) par rapport au point milieu de ses prévisions initiales de dépenses en immobilisations pour l'exercice. Les réductions de dépenses en immobilisations ciblées en 2020 comprenaient le report et l'annulation de projets, la réduction des dépenses à l'égard de divers actifs et l'amélioration de l'efficacité d'exécution. Afin d'atteindre cet objectif, la Société a mis en œuvre un certain nombre d'initiatives stratégiques qui lui ont permis de renforcer l'intégration entre Suncor et Syncrude, d'étendre sa présence sur les marchés, de désengorger la production aux installations *in situ* et à la raffinerie d'Edmonton, et de réduire ses charges d'exploitation structurelles en tirant parti des technologies.

Suncor a entamé l'année avec un bilan de première qualité et une feuille de route convaincante en matière de rendement pour les actionnaires. Dès le début de la pandémie de COVID-19, la Société a réagi de façon décisive pour maintenir sa solidité financière et ses liquidités.

- En 2020, la Société a obtenu des facilités de crédit supplémentaires de 2,8 G\$ et émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis de 1,25 G\$ portant intérêt à un taux de 5,00 % et échéant en 2030, des billets de premier rang non garantis de 450 M\$ US portant intérêt à un taux de 2,80 % et échéant en 2023 et des billets de premier rang non garantis de 550 M\$ US portant intérêt à un taux de 3,10 % et échéant en 2025. Au 31 décembre 2020, les liquidités de Suncor s'élevaient à environ 7,9 G\$.
- La Société a versé des dividendes de 1,670 G\$ à ses actionnaires en 2020 et a racheté, avant le début de la pandémie de COVID-19, pour 307 M\$ de ses actions ordinaires dans le but de les annuler.
- Soucieuse de maintenir une stratégie de répartition du capital prudente, Suncor prévoit de rembourser des emprunts de 1,0 G\$ à 1,5 G\$ et de racheter de 500 M\$ à 1,0 G\$ d'actions de la Société en 2021, selon les prix des marchandises actuels. La Société sera ainsi en mesure de dégager des flux de trésorerie et de renforcer la confiance en sa valeur intrinsèque. Après la clôture de l'exercice, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté un avis l'informant de l'intention de la Société de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant au plus 44 000 000 d'actions ordinaires.
- Après la clôture de l'exercice 2020, la Société a conclu un contrat de vente visant sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un montant de 325 M\$ US et une contrepartie éventuelle d'au plus 50 M\$ US. La date de prise d'effet de cette vente est le 1^{er} janvier 2021 et elle devrait être réalisée au plus tard au troisième trimestre de 2021, sous réserve du financement de l'acheteur et de l'approbation de l'actionnaire, de même que d'autres conditions de clôture et certaines approbations des

autorités de réglementation. 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.

En 2020, la Société a composé avec la forte instabilité causée par la pandémie de COVID-19 en mettant à profit la diversité de ses actifs intégrés et en continuant à privilégier la valeur plutôt que le volume pour l'ensemble de son portefeuille.

- La Société a réalisé la deuxième meilleure année de production de pétrole brut synthétique de son histoire grâce à une production de 466 200 b/j, qui témoigne de l'accent continu qu'elle accorde à la valeur plutôt qu'au volume. La production de pétrole brut synthétique a été 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. La Société a réussi à maximiser les prix obtenus en recentrant son assortiment de produits en amont sur le pétrole brut léger, plus coûteux, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation combiné de 85 %.
- La Société a réussi à maximiser ses marges des produits raffinés en optimisant la composition de la production des raffineries en fonction de la soudaine évolution de la demande.
- Grâce à nos synergies régionales et à la polyvalence de nos actifs, nous avons continué à maximiser la valeur des barils alloués aux termes du programme de réduction obligatoire de la production mis en œuvre par le gouvernement de l'Alberta.

Le secteur Raffinerie et commercialisation (R&C) de Suncor a atteint un taux d'utilisation des raffineries de 88 % pour 2020, surpassant sans cesse les moyennes de l'industrie canadienne du raffinage du pétrole¹⁾.

- 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 des taux d'utilisation qui ont dépassé à nouveau la moyenne de l'industrie canadienne du raffinage du pétrole en 2020.
- Suncor continue également d'investir dans des débouchés du secteur médian qui lui permettent d'étendre sa présence sur les marchés et de renforcer ses circuits de vente, y compris l'expansion de son terminal

de produits Burrard, l'intensification des activités liées aux navires maritimes et l'ajout d'ententes relatives aux pipelines qui offrent des options de charges d'alimentation à nos raffineries. Ces mesures ont permis à la Société de maintenir des taux d'utilisation des raffineries et des taux de production de brut élevés tout au long de 2020, malgré la faiblesse de la demande attribuable à la pandémie de COVID-19.

- À compter du 1^{er} janvier 2021, la Société a augmenté la capacité de sa raffinerie d'Edmonton pour la faire passer de 142 000 b/j à 146 000 b/j à la suite d'investissements engagés dans des activités de désengorgement.

Des projets d'investissement économique de grande valeur, à faible intensité de capital et à un stade avancé de développement ont progressé de façon importante vers l'atteinte de l'objectif de Suncor en matière d'augmentation des flux de trésorerie disponibles²⁾ d'ici 2025.

- En 2020, les travaux de construction des pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude se sont poursuivis. Les pipelines permettent une plus grande flexibilité opérationnelle puisqu'ils rendent possible le transfert de bitume et de pétrole brut synthétique sulfureux entre les deux usines, ce qui favorise un taux d'utilisation plus élevé. L'actif a été mis en service au cours du quatrième trimestre de 2020.
- Grâce au déploiement du système de transport autonome à Fort Hills, la Société a optimisé ses activités, ce qui devrait améliorer encore davantage son rendement sur le plan de la sécurité, de l'environnement et de l'exploitation.
- À Firebag, les travaux visant à accroître la capacité de l'installation de 12 000 b/j ont été menés à terme au quatrième trimestre de 2020 et lui ont permis d'atteindre pratiquement sa nouvelle capacité de production nominale de 215 000 b/j à la fin de l'exercice.

Des investissements dans les nouvelles technologies et les énergies renouvelables ont permis de réduire les émissions tout en offrant de nouvelles sources d'énergie durables.

- En 2020, la Société a intensifié ses investissements dans les technologies propres, notamment dans LanzaJet Inc., une entreprise vouée à la mise en marché de carburant d'aviation durable et de diesel renouvelable, et dans Recyclage Carbone Varennes, une usine de biocarburants, à Varennes, au Québec, qui convertira les déchets commerciaux et industriels non recyclables en biocarburants et en produits chimiques renouvelables.

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) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3. Information financière

Résultat net

Suncor a inscrit une perte nette de 4,319 G\$ en 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 2,899 G\$ en 2019. Le résultat net reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessous. Les autres facteurs qui ont influé sur le résultat net de 2020 et de 2019 comprennent ceux décrits ci-après.

- En 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ 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 après impôt de 845 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova, dans le secteur Exploration et production (« E&P »), en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut 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.
- Le profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains s'est établi à 286 M\$ en 2020, en comparaison d'un profit après impôt de 590 M\$ en 2019.

- 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.
- En 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 2,803 G\$ 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 après impôt de 393 M\$ 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.
- En 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), société gazière privée, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt) dans le secteur E&P.
- En 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, un profit après impôt de 48 M\$ découlant de la vente de certains actifs non essentiels.
- 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'imposition des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.

Résultat d'exploitation

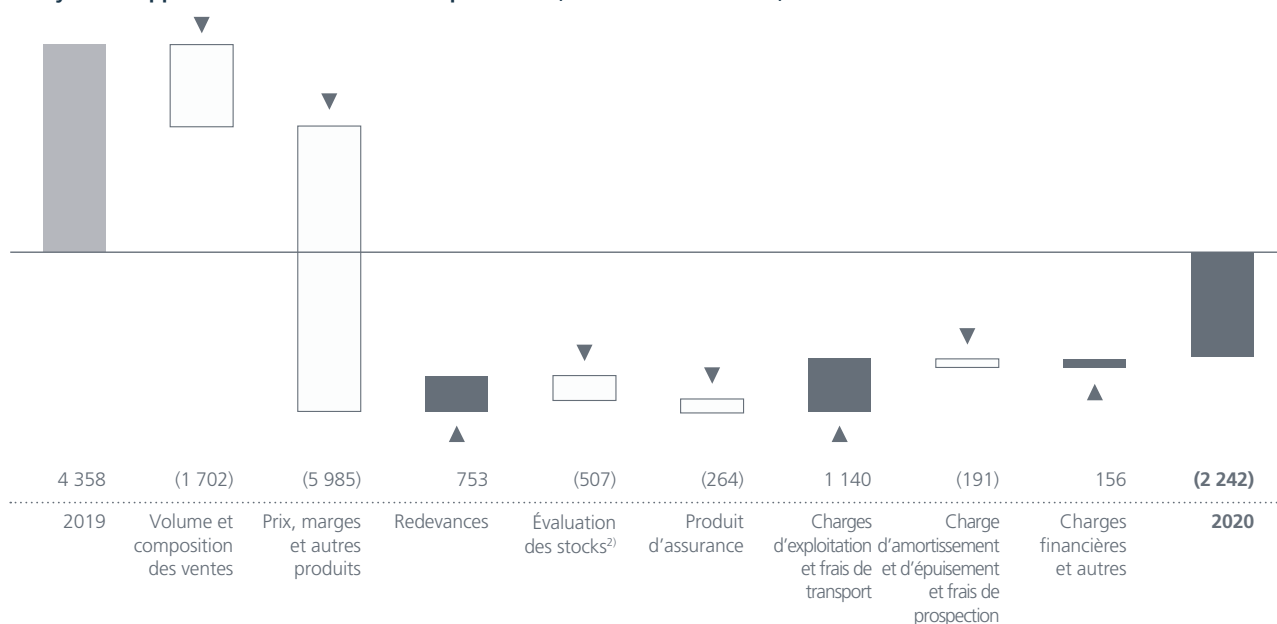
Rapprochement du résultat d'exploitation consolidé¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Résultat net	(4 319)	2 899	3 293
Dépréciation d'actifs	2 221	3 352	—
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(286)	(590)	989
Provision au titre du projet d'oléoduc Keystone XL	142	—	—
(Profit) sur cessions importantes et perte sur un placement en titres de capitaux propres ²⁾	—	(187)	30
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	—	(1 116)	—
Résultat d'exploitation¹⁾	(2 242)	4 358	4 312

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

2) En 2018, la Société a comptabilisé, dans le secteur E&P, une perte nette hors trésorerie de 90 M\$ après impôt liée à un échange d'actifs avec Canbriam par suite de la baisse des cours de référence du gaz naturel en Colombie-Britannique et un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de sa participation dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation (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.
- 2) 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 éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Suncor a inscrit une perte d'exploitation de 2,242 G\$ en 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 4,358 G\$ à l'exercice précédent. En 2020, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement en raison de la chute de plus de 30 % des cours de référence pour le pétrole brut et des marges de craquage de référence par rapport à l'exercice précédent qui a découlé 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 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 pour 2019 tient compte d'un produit d'assurance lié aux actifs de la Société en Libye.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation 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

(la perte) le bénéfice d'exploitation 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 l'exercice précédent, qui s'explique principalement par une diminution du solde des dettes fournisseurs découlant d'une baisse des charges d'exploitation et par une augmentation des soldes d'impôts à recevoir attribuable au report en arrière de pertes fiscales, qui devraient être reçus vers la fin de 2021.

Comparaison des résultats de 2019 avec ceux de 2018

La Société a inscrit un résultat net de 2,899 G\$ en 2019, contre 3,293 G\$ en 2018. La diminution du résultat net est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, de même qu'aux ajustements du résultat net qui ont influé sur les exercices 2019 et 2018 et qui sont décrits en détail ci-dessus.

Suncor a inscrit un résultat d'exploitation consolidé de 4,358 G\$ en 2019, contre 4,312 G\$ en 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien, notamment un important rétrécissement des écarts de prix du brut lourd et du pétrole brut synthétique, qui a plus que

contrebalancé la diminution du cours de référence par rapport à l'exercice précédent. Cette situation s'est traduite par une majoration des prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères et par une incidence nette favorable de la révision de l'évaluation des stocks sur les prix des charges d'alimentation du brut, lesquelles ont été partiellement neutralisées par la hausse du report du profit sur les ventes de pétrole brut du secteur R&C et la diminution des marges de raffinage. Le résultat d'exploitation de 2019 reflète également l'incidence favorable de la hausse de la production totale en amont qui a résulté de l'amélioration de la fiabilité à Syncrude et de l'accélération de la cadence de production qui a été observée à Fort Hills et à Hebron tout au long de 2019, partiellement contrebalancées par l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta.

Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges attribuable à la hausse de la production de Suncor enregistrée en 2019. La charge

d'amortissement et d'épuisement a également été touchée par la transition à l'IFRS 16, ce qui a contribué à la hausse des charges financières.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 10,818 G\$ en 2019, en comparaison de 10,172 G\$ en 2018, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exclusion de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui tiennent compte des variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont élevés à 10,421 G\$ en 2019, en comparaison de 10,580 G\$ en 2018, et ils reflètent une sortie de trésorerie prise en compte dans le fonds de roulement, comparativement à une entrée de trésorerie comptabilisée au cours de 2018, laquelle est attribuable à la diminution des soldes des créances et de la valeur des stocks des raffineries dans un contexte de baisse des prix au cours du second semestre de l'exercice.

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	2020	2019	2018
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	39,40	57,05	64,80
Pétrole brut Brent daté (\$ US/b)	41,65	64,30	71,05
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	6,35	6,45	9,10
MSW à Edmonton (\$ CA/b)	45,60	69,20	69,30
WCS à Hardisty (\$ US/b)	26,85	44,25	38,50
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty (\$ US/b)	(12,55)	(12,80)	(26,30)
Écart pétrole synthétique/WTI (\$ US/b)	(3,15)	(0,60)	(6,20)
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	37,15	52,85	61,00
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/kpi ³)	2,25	1,75	1,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$ CA/MWh)	46,70	54,90	50,35
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	11,75	19,90	19,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	8,05	17,05	17,35
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	14,05	24,45	24,00
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	9,90	19,15	17,90
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,75	0,75	0,77
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,78	0,77	0,73

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.

La pandémie de COVID-19 a occasionné une forte baisse de la demande de pétrole brut et de produits raffinés en 2020, ce qui a entraîné une diminution de plus de 30 % des cours de référence du pétrole brut et des marges de craquage de référence par rapport à 2019.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing et par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien, qui influent sur les écarts de prix du pétrole brut synthétique. Les prix

obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux reflètent l'incidence négative de la baisse du prix du WTI à Cushing, qui est passé de 57,05 \$ US/b en 2019 à 39,40 \$ US/b en 2020 et d'un rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique.

Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix obtenu 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 diminué pour s'établir à 45,60 \$/b en 2020, alors qu'il était de 69,20 \$/b en 2019, tandis que le cours du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 26,85 \$ US/b en 2020, alors qu'il était de 44,25 \$ US/b en 2019.

La production de bitume que Suncor ne valorise pas est mélangée à du diluant afin de faciliter la livraison par le système de pipelines. Les prix nets obtenus par Suncor pour le bitume sont donc influencés par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé), les prix du diluant (condensat à Edmonton et pétrole brut synthétique) et les tarifs de transport par pipeline. La qualité du bitume et les ventes au comptant peuvent aussi influencer les prix obtenus pour le bitume. En 2020, les prix du bitume ont bénéficié de l'incidence favorable du rétrécissement des écarts de prix du pétrole lourd par rapport à 2019.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant de la côte Est du Canada et des actifs à l'étranger du secteur E&P est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, qui s'est établi en moyenne à 41,65 \$ US/b en 2020, en comparaison de 64,30 \$ US/b en 2019. En raison de la nature des produits en vrac transportés par navire des actifs extracôtiers de la Société, le calendrier des ventes peut faire en sorte que les prix obtenus diffèrent du prix de référence moyen en vigueur au cours de la période.

Les marges 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 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.

Afin de refléter plus fidèlement les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point

un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique 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 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 2020, les marges de craquage de référence 2-1-1 ont diminué considérablement par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la baisse de la demande de carburants de transport. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 19,95 \$ US/b pour 2020, contre 25,90 \$ US/b pour 2019, ce qui s'explique par la diminution des marges de craquage de référence et le rétrécissement des écarts de prix du brut.

Le prix 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 2,25 \$ le kpi³ en 2020, en hausse comparativement à 1,75 \$ le kpi³ en 2019.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor 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 moyen du réseau commun d'énergie de l'Alberta a diminué pour s'établir à 46,70 \$/MWh en 2020, comparativement à 54,90 \$/MWh en 2019.

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. 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 2020, le dollar canadien n'a pas fluctué par rapport au dollar américain, le taux de change moyen s'étant établi à 0,75 \$ US pour un dollar canadien à la fois en 2020 et en 2019.

À l'inverse, certains actifs et passifs de Suncor, notamment 65 % de sa dette, sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet de diminuer le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains.

Sensibilités économiques¹⁾²⁾

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur la perte nette et les fonds provenant de l'exploitation³⁾ de 2020 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Incidence sur la perte nette de 2020	Incidence sur les fonds provenant de l'exploitation ³⁾ de 2020
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	210	210
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi ³	(25)	(25)
WTI rétrécissement de l'écart léger/lourd +1,00 \$ US/b	35	35
Marges de craquage 2-1-1 +1,00 \$ US/b	125	125
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation ⁴⁾	(125)	(125)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +\$0,01 \$ US/\$ CA	175	—

- 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) 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 le projet d'interconnexion des pipelines bidirectionnels pour relier l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude, ainsi que 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.
 - 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 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 non exploitant de 58,74 % de Suncor dans les activités d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères. En 2020, les coentrepreneurs du projet Syncrude ont conclu un accord de principe prévoyant la reprise des actifs de Syncrude par Suncor à titre d'exploitant d'ici la fin de 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 37,675 % 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. La Société évalue actuellement avec toutes les parties prenantes une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Suncor détient également des participations de non-exploitant dans Hibernia (participation de 20 % dans le projet de base et participation de 19,190 % 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 %). 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 de mise en valeur de la zone

Golden Eagle (26,69 %), dans le projet Oda (30 %), dans le projet Fenja (17,5 %) et dans le projet de mise en valeur future Rosebank (40 %). Les projets Buzzard, Golden Eagle 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. Toutefois, la production en Libye est demeurée partiellement interrompue en 2020 en raison de l'agitation politique qui perdure dans ce pays, et on ne peut déterminer avec certitude à quel moment les activités en Libye reprendront leur cours normal. En Syrie, Suncor détient, aux termes d'un contrat de partage de la production (« CPP »), 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. Après la clôture de l'exercice, la Société a conclu un contrat de vente visant sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle. La date de vente effective est le 1^{er} janvier 2021. La vente devrait être réalisée au plus tard au cours du troisième trimestre de 2021 et est assujettie au financement de l'acheteur et à l'approbation des actionnaires ainsi qu'à d'autres conditions de clôture et à l'obtention de certaines approbations réglementaires.

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) (en hausse par rapport à 142 kb/j au 31 décembre 2020) et d'une raffinerie d'une capacité de 98 kb/j située à Commerce City (Colorado).

- 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 par l'intermédiaire de stations-service de détail appartenant à la Société, exploitées sous les bannières Petro-Canada^{MC} et Sunoco^{MC} au Canada, et d'autres stations-service de détail appartenant à la Société affiliées à d'autres bannières internationales aux États-Unis. 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.

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 après avoir été temporairement suspendu en 2020.
- 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. (« Enerkem »), LanzaJet, 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 2020

- La Société a réalisé la deuxième meilleure année de production de pétrole brut synthétique de son histoire grâce à une production de 466 200 b/j qui témoigne de l'accent continu qu'elle accorde à la valeur plutôt qu'au volume. La production de pétrole brut synthétique a été 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. La Société a réussi à maximiser les prix obtenus en recentrant son assortiment de produits en amont sur le pétrole brut léger, plus coûteux, ce qui s'est traduit par un taux d'utilisation combiné de 85 %.
- La Société a dépassé ses objectifs de réduction des charges d'exploitation à l'échelle de l'entreprise en réduisant les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères d'environ 850 M\$, soit 11 %, par rapport à l'exercice précédent, grâce principalement à un resserrement des activités de base et à la mise en œuvre d'initiatives de réduction des coûts. Ces initiatives comprenaient des améliorations apportées à notre modèle de chaîne d'approvisionnement ainsi qu'une réduction des charges d'exploitation structurelle à Fort Hills, car la Société a réduit sa production pour s'adapter à la demande en aval, notamment en passant temporairement à un seul train principal d'extraction.
- La Société a atteint ses objectifs en matière de réduction des charges d'exploitation en réduisant notamment les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères d'environ 800 M\$, ou 23 %, par rapport à celles de l'exercice précédent. Pour ce faire, elle a concentré ses efforts sur des projets de maintien visant à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation et à réduire les dépenses.
- En 2020, les travaux de construction des pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude se sont poursuivis. Les pipelines permettent une plus grande flexibilité opérationnelle puisqu'ils rendent possible le transfert de bitume et de pétrole brut synthétique sulfureux entre les deux usines, ce qui favorise un taux d'utilisation plus élevé. L'actif a été mis en service au cours du quatrième trimestre de 2020.
- En 2020, les copropriétaires de Syncrude ont conclu une entente de principe pour que Suncor prenne la relève à titre d'exploitant de l'actif Syncrude d'ici la fin de 2021.

De concert avec les autres coentrepreneurs du projet, Suncor entend continuer à accroître l'efficacité opérationnelle, à améliorer les résultats et à dégager des synergies régionales grâce à l'intégration.

- À Firebag, les travaux visant à accroître la capacité de l'installation de 12 000 b/j ont été menés à terme au quatrième trimestre de 2020 et lui ont permis d'atteindre pratiquement sa nouvelle capacité de production nominale de 215 000 b/j à la fin de l'exercice.

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 direction 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.

Sur le plan de la gestion des coûts et de la gestion rigoureuse du capital, la priorité de la Société en 2021 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 sa transformation accélérée, la Société poursuivra ses efforts visant à alléger la structure de coût de ses activités tout en augmentant la productivité. 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 économique de grande valeur.

La Société continue à investir dans des projets économiquement solides et axés sur le développement durable et le progrès technologique. À l'avenir, Suncor entend poursuivre 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 reposeront sur l'aménagement de plateformes de puits intégrées et les technologies de drainage par gravité à l'aide de solvant et de vapeur. D'autres projets technologiques, notamment le déploiement continu du système de transport autonome et la mise en œuvre de nouveaux procédés de gestion des résidus miniers, dont la structure de stockage aquatique permanente, démontrent l'importance de la technologie et de l'innovation afin d'accroître l'efficacité, de réduire les coûts d'exploitation et d'améliorer notre rendement en matière d'environnement et de sécurité. 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 disponibles¹⁾.

La stratégie de la Société visant à soutenir ses objectifs financiers, sociaux et environnementaux repose sur sa capacité à mettre à profit la technologie et l'innovation. Les investissements visant à remplacer les chaudières à coke par une centrale de cogénération à son usine de base du secteur Sables pétrolifères devraient 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. L'installation 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 été interrompue en 2020, mais a repris en 2021.

À Syncrude, les dépenses prévues en 2021 porteront notamment sur le projet de prolongement 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 en 2025.

Suncor demeure résolue à accroître la fiabilité et à améliorer l'intégration de ses actifs existants. En 2020, les coentrepreneurs du projet Syncrude ont conclu un accord de principe prévoyant la reprise des actifs de Syncrude par Suncor à titre d'exploitant d'ici la fin de 2021. De concert avec les autres coentrepreneurs du projet, Suncor entend continuer à accroître l'efficacité opérationnelle, à améliorer les résultats et à dégager des synergies régionales grâce à l'intégration, ce qui aidera Syncrude à atteindre ses cibles en matière de coûts et de productivité. De plus, les coentrepreneurs du projet ont l'intention de se concentrer en 2021 sur l'optimisation des transferts vers les pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude.

Le programme de dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères pour 2021 est fortement orienté vers le maintien et la maintenance des actifs et prévoit notamment des travaux de maintenance planifiés d'envergure visant les deux actifs du secteur Sables pétrolifères, y compris des travaux de révision d'une durée de cinq ans portant sur l'unité de valorisation de base 2, et des travaux de maintenance portant sur la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude.

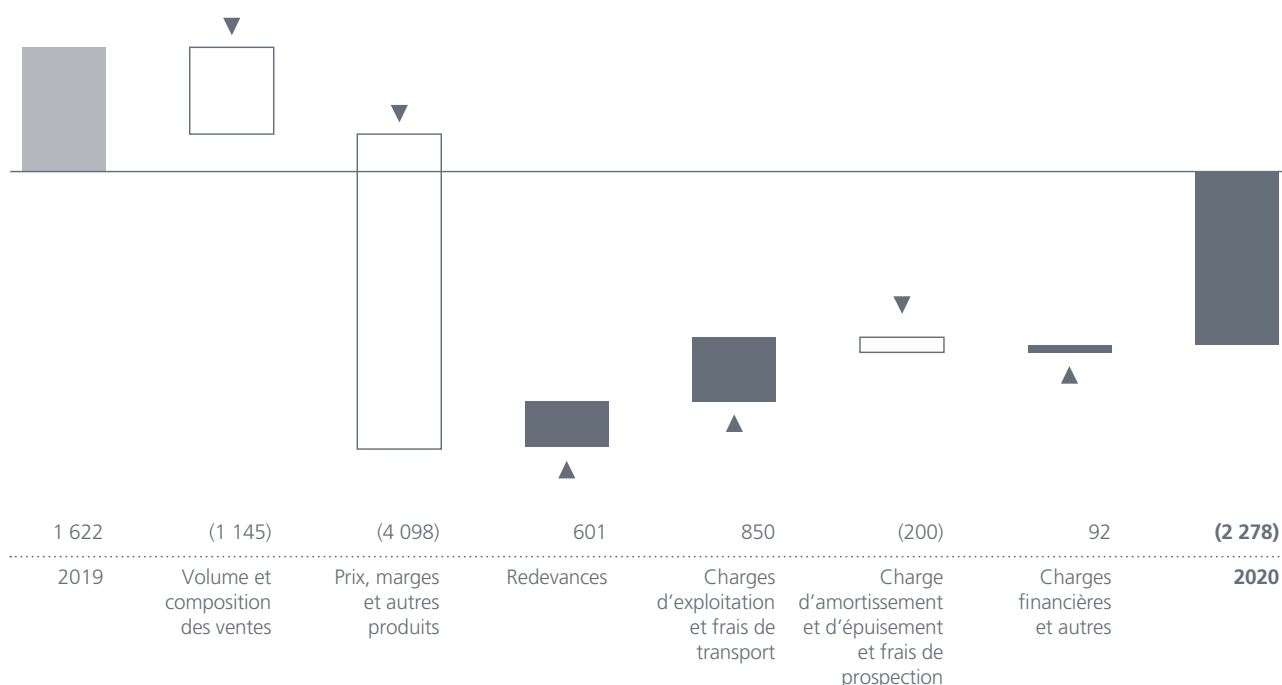
1) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Produits bruts	10 617	18 347	15 743
Moins les redevances	(95)	(917)	(398)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 522	17 430	15 345
Résultat net	(3 796)	(427)	945
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Dépréciation d'actifs ¹⁾	1 376	2 959	—
Provision au titre du projet d'oléoduc Keystone XL	142	—	—
Profit sur cession importante ²⁾	—	—	(60)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	(910)	—
Résultat d'exploitation ⁴⁾	(2 278)	1 622	885
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	1 986	6 061	4 964

- 1) En 2019, la Société a comptabilisé des pertes de valeur après impôt de 2,803 G\$ 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.
- 2) En 2018, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de sa participation dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.
- 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'imposition 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 (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.

En 2020, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 2,278 G\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,622 G\$ en 2019. Cette diminution

s'explique essentiellement par une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant diminué d'environ 30 % par rapport à l'exercice précédent

en raison de la pandémie de COVID-19. Le résultat d'exploitation reflète également la diminution des volumes de production, la Société ayant maximisé les volumes produits par l'installation de valorisation, réduit la production afin de refléter la demande en aval et exécuté plus de travaux de maintenance non planifiés par rapport à l'exercice précédent. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liée à la baisse de la production et à la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts de la Société ainsi que par la diminution des redevances.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte nette de 3,796 G\$ en 2020, en comparaison de 427 M\$ en 2019. Le résultat net de 2020 reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. En outre, le résultat net de 2020 tient compte d'une perte de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ 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 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. Le résultat net de 2019 tient compte d'une perte de valeur hors trésorerie après impôt de 2,803 G\$ comptabilisée à l'égard de la quote-part de la Société des actifs de Fort Hills, partiellement contrebalancée par un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 910 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 1,986 G\$ en 2020, en comparaison de 6,061 G\$ en 2019, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation.

Volumes de production ¹⁾²⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2020	2019	2018
Production de pétrole brut synthétique et de diesel	477,5	497,0	437,4
Diesel consommé à l'interne et transferts internes	(11,3)	(11,4)	(12,9)
Production de produits valorisés	466,2	485,6	424,5
Production de bitume non valorisé	127,2	184,8	204,1
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	593,4	670,4	628,6

- 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. Le pétrole brut synthétique provenant des unités de valorisation de Suncor représente environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. Le pétrole brut synthétique provenant des unités de valorisation de Syncrude représente environ 85 % de la charge d'alimentation en bitume.
- 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.

La production de pétrole brut synthétique a diminué pour s'établir à 466 200 b/j en 2020, contre 485 600 b/j en 2019, ce qui marque la deuxième meilleure année de production dans l'histoire de la Société. En 2020, la Société a atteint un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 85 %, comparativement à 88 % pour l'exercice précédent. Ce résultat rend compte d'un amenuisement des volumes à Syncrude attribuable aux baisses de production engendrées par l'optimisation des travaux de maintenance planifiés dans un contexte de morosité économique. Les volumes de production pour 2020 ont également été touchés par un incident lié à l'exploitation survenu aux installations d'extraction secondaires de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, facteur partiellement atténué par la hausse de la production de bitume *in situ* ayant été détournée vers les installations de valorisation afin de maximiser les volumes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. En conséquence, la production du secteur Sables pétrolifères a également diminué du fait de la perte de productivité associée au processus de valorisation du bitume *in situ* en pétrole brut synthétique. Malgré les répercussions sur nos volumes de production et nos coûts par baril, cette stratégie a eu une incidence favorable sur l'ensemble des flux de trésorerie et reflète notre approche axée sur la valeur plutôt que sur le volume.

La production de bitume non valorisé a fléchi pour s'établir à 127 200 b/j pour 2020, contre 184 800 b/j pour 2019, en

raison du passage temporaire de Fort Hills à un seul train d'extraction primaire, de la réaffectation du bitume provenant de Firebag aux installations de valorisation en vue de maximiser la valeur plutôt que le volume, des travaux de maintenance menés à Firebag pour accroître la capacité nominale de l'installation, et de la baisse de la production à MacKay River du fait d'une interruption de service survenue vers la fin de 2019. Les activités ont repris à MacKay River vers le début du deuxième trimestre de 2020 et la capacité nominale a été atteinte au cours du quatrième trimestre de 2020. Au quatrième trimestre de 2020, Fort Hills a entrepris la mise en service progressive de deux trains d'extraction primaire, ce qui lui a permis d'accroître la production moyennant des charges d'exploitation supplémentaires minimales, et le retour à une production à plein régime est attendu vers la fin de 2021. Fidèle à son engagement en faveur de l'excellence opérationnelle, Suncor a bouclé le trimestre avec de solides taux de production de bitume *in situ*, Firebag et MacKay River atteignant presque leur capacité de production nominale.

Tout au long de 2020, Suncor a continué de mettre l'accent sur la valeur plutôt que sur le volume, mettant à profit sa vaste base d'actifs et sa flexibilité opérationnelle afin de maximiser la valeur de ses barils attribués dans le cadre du programme de réduction obligatoire de la production de l'Alberta. La Société a optimisé le transfert de ses allocations au titre des réductions entre les actifs de la Société, ce qui lui a permis de réaliser la deuxième meilleure année de production de pétrole brut synthétique de son histoire. Vers la fin de 2020, le gouvernement de l'Alberta a pris la décision de suspendre les limites mensuelles de production en vertu du régime de réduction dès décembre 2020.

Volume et composition des ventes¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2020	2019	2018
Pétrole brut synthétique et diesel	467,9	483,6	431,7
Bitume non valorisé	125,6	187,5	191,3
Total	593,5	671,1	623,0

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 a diminué pour s'établir à 467 900 b/j en 2020, en comparaison de 483 600 b/j en 2019, ce qui rend compte de l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur les volumes de production.

Les ventes de bitume non valorisé ont diminué pour s'établir à 125 600 b/j en 2020, en comparaison de 187 500 b/j en 2019, ce qui reflète la baisse de la production.

Prix obtenus¹⁾²⁾

Exercices clos les 31 décembre Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	2020	2019	2018
Pétrole brut synthétique et diesel	43,83	70,68	68,32
Bitume non valorisé	22,37	45,71	32,67
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	39,29	63,70	57,37
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,51)	(12,00)	(26,60)

- 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.
- 2) 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 2020, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont pâti de la baisse de la demande 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 se sont stabilisés peu à peu pendant l'exercice à la suite de la hausse des cours de référence qui a découlé du redressement de la demande, 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 ont été moins élevées en 2020 qu'en 2019, en raison surtout de la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et de la diminution du volume des ventes.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport a été moins élevé en 2020 qu'en 2019, 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 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 diminué par rapport à l'exercice précédent, en raison essentiellement du fléchissement du volume des ventes, des mesures de réduction des coûts et de la baisse des coûts des travaux de maintenance planifiés, en partie contrebalancés par l'augmentation des prix du gaz naturel.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont diminué en 2020 par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison essentiellement des économies de coûts structurelles et variables liées au passage temporaire à un seul train d'extraction primaire au milieu de l'exercice. Ces économies de coûts structurelles ont été réalisées au moment où l'actif achevait sa mise en service progressive des deux trains d'extraction primaire au quatrième trimestre de 2020.

Les charges d'exploitation de Syncrude ont diminué en 2020 par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison surtout des mesures de réduction des coûts et d'une diminution des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères ont diminué en 2020 par rapport à ceux de l'exercice précédent, en raison surtout de la baisse du volume des ventes.

La charge d'amortissement et d'épuisement de 2020 a augmenté par rapport à celle de 2019 en raison d'une hausse du montant décomptabilisé au titre des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation en 2020 principalement attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19.

Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	7 169	8 027	7 577
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	4 292	4 639	4 222
Coûts non liés à la production ²⁾	(107)	(179)	(100)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(248)	(241)	(237)
Variations des stocks	(3)	48	(14)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (en millions de dollars)	3 934	4 267	3 871
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères ⁴⁾⁵⁾ (kb/j)	380,9	414,5	420,3
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	28,20	28,20	25,25

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	761	921	832
Coûts non liés à la production ²⁾	(52)	(115)	(120)
Variations des stocks	(11)	9	55
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (en millions de dollars)	698	815	767
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	58,1	85,3	67,4
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	32,80	26,15	31,20
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	2 116	2 467	2 523
Coûts non liés à la production ²⁾	(66)	(156)	(95)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾⁶⁾ (en millions de dollars)	2 050	2 311	2 428
Volumes de production de Syncrude ⁴⁾⁵⁾ (kb/j)	165,7	172,3	144,2
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	33,80	36,75	46,15

- 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, la charge de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche. De plus, les coûts non liés à la production pour 2020 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 de 2020 comprennent l'allègement prévu par le programme de SSUC. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent notamment les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.
- Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts des installations du secteur Sables pétrolifères rendent notamment compte de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers assurant le traitement du minerai.
- 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 2020, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 8 600 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 7 000 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 1 300 b/j par Fort Hills et 300 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 600 b/j de diesel consommés à l'interne. De plus, les activités du secteur Sables pétrolifères comprennent le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 80 b/j de pétrole brut synthétique vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor.

- 5) À partir de 2020, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères 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 pétrolifères et le diesel consommé à Fort Hills, à Syncrude et par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, alors que les volumes de production des périodes précédentes excluaient le diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères. 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.
- 6) 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 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 refléter le changement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ de 2020 ont été comparables à celles de l'exercice précédent, en raison de la réduction des coûts liés aux travaux de maintenance et des mesures de réduction des coûts, partiellement contrebalancées par la baisse des volumes de production et la hausse du coût du gaz naturel. Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour se chiffrer à 3,934 G\$, en comparaison de 4,267 G\$ à l'exercice précédent.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Fort Hills se sont établies en moyenne à 32,80 \$ en 2020, comparativement à 26,15 \$ en 2019, ce qui rend compte de la baisse de la production due au passage temporaire de Fort Hills à un seul train d'extraction primaire au milieu de l'exercice, la Société ayant adapté sa production à la baisse de la demande en aval, facteur qui a été partiellement contrebalancé par une réduction des charges.

Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont diminué pour se chiffrer à 33,80 \$ en 2020, en comparaison de 36,75 \$ en 2019, en raison des mesures de réduction des coûts et de la diminution des coûts de maintenance. La quote-part de Suncor du total des charges d'exploitation décaissées de Syncrude a diminué pour s'établir à 2,050 G\$, en comparaison de 2,311 G\$ en 2019.

En 2020, les coûts non liés à la production de tous les actifs, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont été

moins élevés que ceux de l'exercice précédent, du fait principalement de la SSUC et de la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par les coûts de mise en veilleuse et les coûts engagés en raison de la COVID-19.

Pertes de valeur d'actifs hors trésorerie

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 1,376 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,445 G\$) au titre de sa quote-part de Fort Hills, en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut consécutive à une baisse de la demande mondiale attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19 et des modifications à ses plans en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production. Au cours du quatrième trimestre de 2020, les partenaires de Fort Hills ont approuvé une remise en service graduelle du deuxième train d'extraction primaire, lequel a été remis en service plus tôt que ce qui avait été prévu lors du test de dépréciation du premier trimestre. Par conséquent, la Société a procédé à une évaluation de la reprise de perte de valeur au 31 décembre 2020. La Société a déterminé qu'une reprise de perte de valeur n'était pas nécessaire selon les hypothèses propres à l'actif suivantes :

- des cours du WCS prévus de 32,00 \$ US/b en 2021, de 41,15 \$ US/b en 2022, de 47,50 \$ US/b en 2023 et de 49,50 \$ US/b en 2024, suivis d'une croissance d'environ 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2064, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- une quote-part de la Société dans la production s'élevant à 74 000 b/j en moyenne jusqu'en 2022 inclusivement, tandis que le projet Fort Hills fonctionnera avec deux trains d'extraction primaire, mais à capacité réduite, et allant de 97 000 à 105 000 b/j pour le reste de la durée de vie du projet;
- des charges d'exploitation décaissées moyennes de 25,50 \$/b jusqu'en 2022 inclusivement, tandis que le projet Fort Hills fonctionnera avec deux trains d'extraction primaire, mais à capacité réduite, puis de 19,00 \$/b à 23,00 \$/b, alors que le projet reviendra à pleine capacité pour le reste de sa durée de vie (en dollars réels);
- un taux de change établi à 0,76 \$ US pour un dollar canadien en 2021 et à 0,80 \$ US pour un dollar canadien par la suite;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 7,5 % (après impôt).

Les facteurs favorables, y compris la hausse de la production prévue du fait de la remise en service du deuxième train

1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

d'extraction primaire, l'amélioration du prix prévu du WCS pour les deux prochaines années et la diminution des charges d'exploitation, ont été contrebalancés par des prix à long terme moins élevés et par l'incidence défavorable du renforcement du dollar canadien. La valeur recouvrable de l'unité génératrice de trésorerie (l'« UGT ») Fort Hills s'établissait à 5,7 G\$ au 31 décembre 2020, ce qui indique qu'une reprise de perte de valeur n'était pas nécessaire.

Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours et aux taux d'actualisation. Une augmentation moyenne des cours de 5 % sur la durée de vie du projet se traduirait pour la Société par une reprise de perte de valeur d'environ 1,0 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills. Une baisse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une reprise de perte de valeur d'environ 0,9 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit entreprendre des travaux de maintenance à l'unité de valorisation 1 à la fin du premier trimestre de 2021. Des travaux de maintenance supplémentaires portant sur l'unité de valorisation de base 1 du secteur Sables pétrolifères seront exécutés aux deuxième et troisième trimestres de 2021. Les travaux de révision d'une durée de cinq ans devraient débuter à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères au deuxième trimestre de 2021, tout comme les travaux de maintenance planifiés portant sur la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude. Les prévisions de la Société pour 2021 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

Exploration et production

Faits saillants de 2020

- La production du secteur E&P s'est établie à 101 700 b/j en 2020, contre 106 800 b/j en 2019. Les faits saillants de la production comprennent notamment une hausse de la production à Hebron grâce à la mise en service de cinq nouveaux puits de production en 2020 et à l'augmentation des volumes à Oda.
- En 2020, les dépenses en immobilisations du secteur E&P ont fléchi d'environ 50 %, et les charges d'exploitation de 10 %, par rapport à celles de l'exercice précédent, du fait principalement de l'accent continu mis par la Société sur les mesures de réduction des coûts et du report de projets d'investissement, dont le projet d'extension ouest de White Rose et le projet de prolongation la durée de vie de l'actif Terra Nova.
- Les dépenses en immobilisations ont porté sur des projets d'investissement économique, notamment des travaux de forage de développement à Golden Eagle, à Buzzard et à Oda et des travaux de mise en valeur du projet Fenja

et du projet de la phase 2 à Buzzard visant à prolonger la durée de vie productive des champs existants.

- Après la clôture de l'exercice 2020, la Société a conclu un contrat de vente visant sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un montant de 325 M\$ US et d'une contrepartie éventuelle d'au plus 50 M\$ US. La date de prise d'effet de cette vente est le 1^{er} janvier 2021 et elle devrait être réalisée au plus tard au troisième trimestre de 2021, sous réserve du financement de l'acheteur et de l'approbation de l'actionnaire, de même que d'autres conditions de clôture et certaines approbations des autorités de réglementation. 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 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 au marché, 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 dans un contexte exigeant. À Terra Nova, le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif a été reporté en 2020 et la Société a maintenu prudemment à quai son unité flottante de production, de stockage et de déchargement jusqu'à ce qu'elle trouve une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Après la fin de l'exercice, Suncor et les coentrepreneurs de Terra Nova, de concert avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, ont conclu un protocole d'entente non contraignant, qui prévoit un engagement financier du gouvernement, y compris un régime de redevances modifié, ce qui contribuera à la continuité de l'exploitation. Le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif est soumis à l'évaluation des propriétaires et de toutes les parties prenantes afin de déterminer la meilleure façon d'intégrer et d'optimiser le financement potentiel en vue de récupérer les ressources résiduelles du projet Terra Nova.

En 2020, l'exploitant du projet d'extension ouest de White Rose a annoncé une revue complète du projet compte tenu de l'incertitude tenace du marché engendrée par la

pandémie de COVID-19 et a mis le projet en veilleuse et annulé la saison de construction de 2021. Bien que l'actif de White Rose soit actuellement en production, il existe un doute considérable quant à l'avenir du projet d'extension ouest de White Rose. Des discussions sont en cours avec l'exploitant et divers ordres de gouvernement pour déterminer l'avenir du projet. Le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador a convenu d'apporter un certain soutien au projet d'extension ouest de White Rose en 2021.

La Société mène 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 devraient se poursuivre en 2021, mais

devraient se limiter aux travaux de forage de développement menés à Hebron et à Oda, parallèlement à la poursuite des travaux de mise en valeur de la phase 2 de Buzzard et du projet Fenja en Norvège. La phase d'examen préalable à l'approbation du projet Rosebank a été amorcée.

Après la clôture de l'exercice 2020, la Société a conclu un contrat de vente visant sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un montant de 325 M\$ US et d'une contrepartie éventuelle d'au plus 50 M\$ US. La date de vente effective est le 1^{er} janvier 2021. La vente devrait être réalisée au plus tard au cours du troisième trimestre de 2021 et est assujettie au financement de l'acheteur et à l'approbation des actionnaires ainsi qu'à d'autres conditions de clôture et à l'obtention de certaines approbations réglementaires.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Produits bruts ¹⁾	1 851	3 372	3 474
Moins les redevances ¹⁾	(95)	(302)	(257)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	1 756	3 070	3 217
Résultat net	(832)	1 005	807
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Dépréciation d'actifs ²⁾	845	393	—
(Profit) sur cessions importantes et perte sur un placement en titres de capitaux propres ³⁾	—	(187)	90
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁴⁾	—	(70)	—
Résultat d'exploitation ⁵⁾	13	1 141	897
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	1 054	2 143	1 779

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 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.

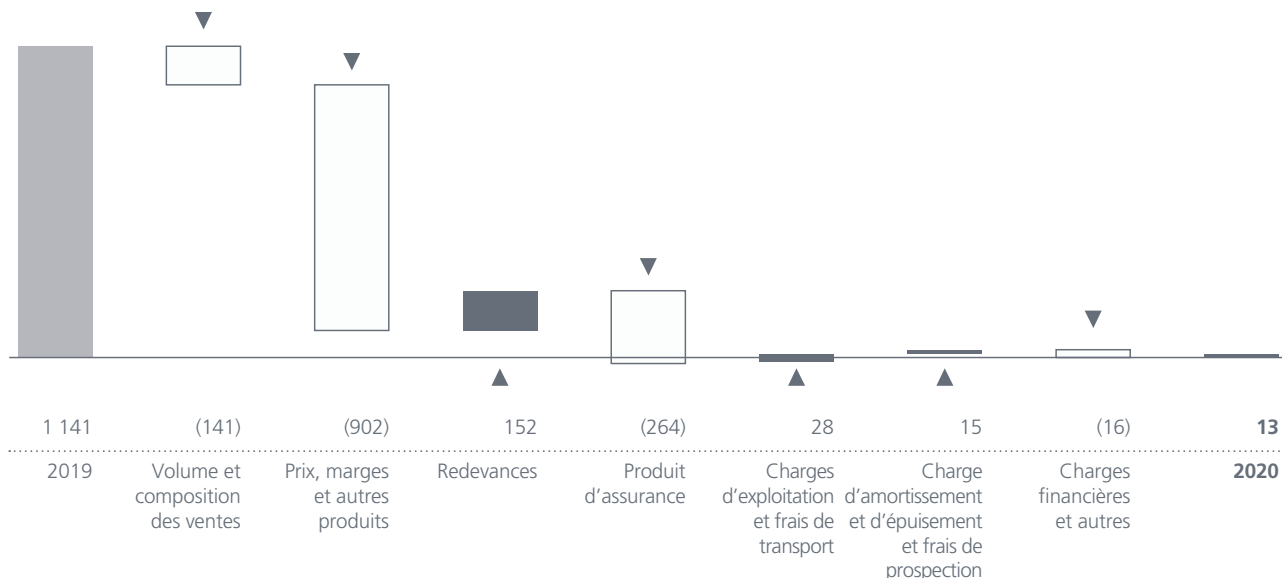
2) En 2019, la Société a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 393 M\$ liée à White Rose en raison d'une révision à la hausse des dépenses en immobilisations estimatives liées au projet d'extension ouest de White Rose.

3) Le résultat net de 2019 tenait compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. En 2019, Suncor a aussi vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, 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. En 2018, la Société a comptabilisé une perte nette hors trésorerie de 90 M\$, après impôt, liée à un échange d'actifs avec Canbriam.

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'imposition 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 (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 de 13 M\$ en 2020, en comparaison de 1,141 G\$ en 2019. Cette diminution est principalement attribuable à une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19, ce qui s'est traduit par une diminution de plus de 30 % des cours de référence du brut, ainsi qu'à la baisse du volume des ventes, ces facteurs ayant été en partie contrebalancés par la diminution des coûts qui a découlé de la baisse de la production et par les mesures de réduction des coûts mises en œuvre en 2020. Le résultat d'exploitation de 2019 tient compte d'un produit d'assurance lié aux actifs de la Société en Libye.

Le secteur E&P a inscrit une perte nette de 832 M\$ en 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 1,005 G\$ en 2019, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. En outre, la perte nette de 2020 tient compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 845 M\$ comptabilisées à l'égard de la quote-part de la Société dans les actifs de White Rose et de Terra Nova en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brute consécutive à une baisse de la demande mondiale attribuable à 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.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,054 G\$ en 2020, en comparaison de 2,143 G\$ en 2019. Cette diminution est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessus.

Volumes de production¹⁾

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
E&P Canada (kb/j)	59,7	59,9	53,9
E&P International (kbep/j)	42,0	46,9	49,5
Production totale (kbep/j)	101,7	106,8	103,4
Volume des ventes total (kbep/j)	102,6	106,0	102,8

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 pour 2020 sont comparables à ceux de l'exercice précédent, les gains de production réalisés à Hebron et à Hibernia ayant été neutralisés par une baisse de la production à Terra Nova, qui est toujours hors service.

La Société continue d'exercer une gestion rigoureuse du capital en évaluant soigneusement les projets à venir et en demeurant disciplinée en matière de répartition du capital. À Terra Nova, le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif a été reporté à plus tard en 2020. La Société a également entrepris des activités destinées à maintenir prudemment à quai son unité flottante de production, de stockage et de déchargement jusqu'à ce qu'elle trouve une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Après la fin de l'exercice, Suncor et les coentrepreneurs de Terra Nova, de concert avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, ont conclu un protocole d'entente non contraignant, qui

prévoit un engagement financier du gouvernement, y compris un régime de redevances modifié, ce qui contribuera à la continuité de l'exploitation. Le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif est soumis à l'évaluation des propriétaires et de toutes les parties prenantes afin de déterminer la meilleure façon d'intégrer et d'optimiser le financement potentiel en vue de récupérer les ressources résiduelles du projet Terra Nova.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 42 000 bep/j en 2020, en comparaison de 46 900 bep/j en 2019, la baisse étant surtout attribuable à la déplétion naturelle au Royaume-Uni, en partie contrebalancée par une hausse de la production provenant du projet Oda, où la production a débuté en 2019.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances			
Exploration et production			
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	49,69	84,86	87,82
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³)	—	—	1,94
E&P International (\$/bep)	50,28	81,09	86,77
Prix moyen d'E&P (\$/bep)	49,96	82,92	86,96

Les prix obtenus pour la production d'E&P Canada et d'E&P International reflètent l'importante baisse de la demande qui a 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 se sont stabilisés peu à peu pendant l'exercice à la suite de la hausse des cours de référence qui a découlé du redressement de la demande, 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 E&P ont été moins élevées en 2020 en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été moins élevées en 2020 qu'en 2019, en raison principalement de la réduction des activités d'exploitation d'E&P Canada.

La charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection a diminué en 2020 par rapport à l'exercice précédent, en raison de la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement liée à la baisse du volume des ventes.

Perte de valeur d'actifs hors trésorerie

Actifs de White Rose

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 137 M\$ (déduction faite de l'impôt de 45 M\$) au titre de sa quote-part du projet White Rose en raison de modifications à ses plans en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production. Au quatrième trimestre de 2020, la Société a réévalué la probabilité de terminer le projet d'extension ouest de White Rose. À la suite de cette réévaluation, la Société a soumis l'UGT White Rose à un test de dépréciation. Même si le projet White Rose devrait se poursuivre au cours des périodes à venir, la Société a éliminé les réserves et les produits prévus pour le projet d'extension ouest de White Rose. Ce changement s'est traduit par une réduction de la production prévue de l'UGT et par une hausse des coûts de fermeture attendus, ce qui ne soutient plus l'hypothèse que la valeur de l'UGT puisse être recouvrée en entier. Une perte de valeur après impôt de 423 M\$ (déduction faite de l'impôt de 136 M\$) a été comptabilisée et l'UGT White Rose était entièrement dépréciée au 31 décembre 2020 afin de refléter l'importante incertitude entourant les perspectives pour cet actif.

Actifs de Terra Nova

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé une dépréciation de 285 M\$ (déduction faite de l'impôt de 93 M\$) au titre de sa quote-part des actifs de Terra Nova, au moyen des hypothèses propres aux actifs suivantes :

- des cours du Brent prévus de 30,00 \$ US/b pour le reste de 2020, de 35,00 \$ US/b en 2021, de 50,00 \$ US/b en 2022 et de 69,00 \$ US/b en 2023, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2031, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- une quote-part de la Société dans la production d'environ 6 200 b/j pour la durée de vie du projet, y compris les avantages tirés du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT Terra Nova s'établissait à 24 M\$ au 31 mars 2020.

Aucune indication de dépréciation ou de reprise n'a été repérée au 31 décembre 2020.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Les actifs exploités par Suncor ne devraient pas faire l'objet de travaux de maintenance planifiés.

Raffinage et commercialisation

Faits saillants de 2020

- Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 407 000 b/j en 2020, comparativement à 438 900 b/j en 2019, en raison de la baisse de la demande découlant des répercussions de la pandémie de COVID-19. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 88 % en 2020, contre 95 % en 2019. Suncor a tiré parti de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation, ainsi que de leur intégration avec le réseau d'établissements de détail, pour accroître les taux d'utilisation, qui ont été supérieurs à ceux de la moyenne des raffineries canadiennes tout au long de 2020.
- Calculées selon la méthode PEPS¹⁾, les marges de raffinage et de commercialisation¹⁾ de Suncor se sont établies à 25,30 \$/b en 2020, en baisse comparativement à celles de 40,45 \$/b inscrites pour l'exercice précédent, en raison de la baisse de la demande et des cours de référence attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19 et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. Les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué d'environ 38 % par rapport à celles de l'exercice précédent, tandis que les marges de craquage ont fléchi d'environ 45 % pour la même période. Ces résultats relativement plus élevés rendent compte des avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui lui permettent de traiter du pétrole brut lourd à prix réduit, des capacités de la Société en matière de commercialisation et de logistique ainsi que des solides circuits de vente au sein de son réseau de vente au détail et en gros intégré.
- Afin de soutenir les objectifs de réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations de la Société, les charges d'exploitation ont été réduites de 280 M\$, ou 13 %, par rapport aux niveaux de 2019, tandis que les dépenses en immobilisations ont été réduites d'environ 300 M\$, ou environ 40 %.
- Suncor continue d'investir dans des débouchés du secteur médian qui lui permettent d'étendre sa présence sur les marchés et de renforcer ses circuits de vente, y compris l'expansion de son terminal de produits Burrard, l'intensification des activités liées aux navires maritimes et l'ajout d'ententes relatives aux pipelines qui offrent des options de charges d'alimentation à nos raffineries.
- Après la clôture de l'exercice, la Société a augmenté la capacité nominale de la raffinerie d'Edmonton, qui est passée de 142 000 b/j à 146 000 b/j, en raison des investissements liés aux activités de désengorgement.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur R&C 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 et représente un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de Suncor. La Société 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. 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 fournit 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.

Par l'accélération de la transformation de Suncor, la Société entend poursuivre ses efforts pour alléger la structure de coût de ses activités, notamment par la décision de relocaliser l'organisation en aval au siège social de la Société à Calgary.

Suncor continue d'investir dans des débouchés du secteur médian qui lui permettent d'étendre sa présence sur les marchés et de renforcer ses circuits de vente, y compris l'expansion de son terminal de produits Burrard, l'intensification des activités liées aux navires maritimes et l'ajout d'ententes relatives aux pipelines qui offrent des options de charges d'alimentation à nos raffineries. Grâce à son réseau intermédiaire et logistique, la Société assure l'accès au marché, maximise les prix obtenus au titre du raffinage et de l'approvisionnement en brut, assure la gestion des stocks et atténue les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché.

Suncor demeure résolue à appuyer la transition vers un avenir faible en carbone par des initiatives technologiques et du développement durable. 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 carbone.

Suncor continue de tirer parti de sa position de premier plan auprès des consommateurs sous la marque *Petro-Canada*^{MC}, en démontrant ainsi son engagement envers les Canadiens grâce à sa plateforme *Fièremment d'ici*^{MC}, en lançant des innovations ciblées par le biais de la *Transcanadienne électrique*^{MC} et la *Fondation proches aimants Petro-Canada*^{MC}.

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

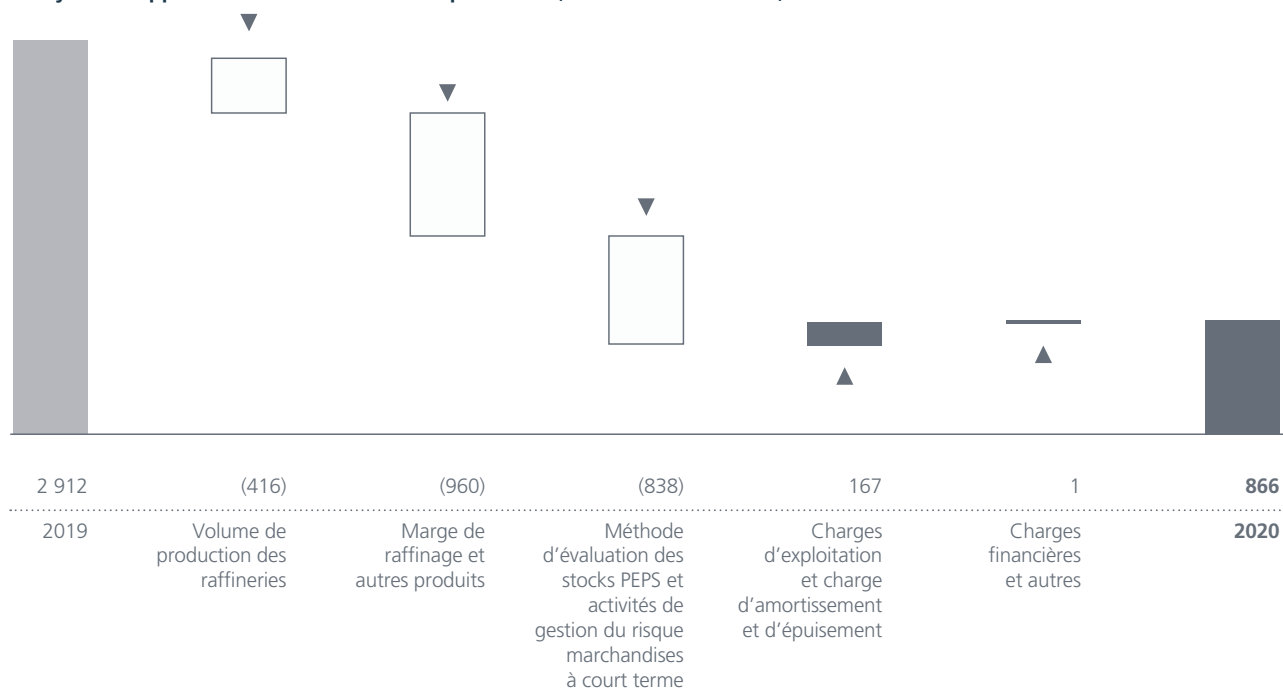
Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Produits d'exploitation	15 272	22 304	23 778
Résultat net	866	3 000	3 154
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	(88)	—
Résultat d'exploitation ²⁾	866	2 912	3 154
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	1 708	3 863	3 798

1) 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'imposition 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.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation (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 R&C a inscrit un résultat d'exploitation annuel de 866 M\$ en 2020, en comparaison de 2,912 G\$ en 2019. Le recul est surtout attribuable à la diminution des marges de raffinage et de commercialisation et à une perte liée à la méthode PEPS qui a résulté principalement de la baisse marquée des cours de référence du pétrole brut et de la baisse du débit de traitement du brut et des ventes de produits raffinés en raison de la baisse de la demande de carburants de transport attribuable aux répercussions de la pandémie de COVID-19, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation.

Le résultat net s'est établi à 866 M\$ en 2020, contre 3,000 G\$ en 2019, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Le secteur R&C a dégagé des fonds provenant de l'exploitation annuels de 1,708 G\$ en 2020, en comparaison de 3,863 G\$ en 2019, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	201,0	203,3	208,1
Ouest de l'Amérique du Nord	206,0	235,6	222,7
Total	407,0	438,9	430,8
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	91	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord	86	98	93
Total	88	95	93
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	214,1	246,6	245,6
Distillat ²⁾	215,7	218,1	203,4
Autres	73,6	74,7	78,4
Total	503,4	539,4	527,4
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS³⁾⁴⁾ (\$/b)			
	25,30	40,45	42,80
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS³⁾⁴⁾ (\$/b)			
	28,65	36,80	46,60
Charges d'exploitation de raffinage⁴⁾ (\$/b)			
	5,50	5,35	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) 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.
- 3) À partir de 2020, les marges 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.
- 4) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

Le taux moyen d'utilisation des raffineries s'est établi à 88 % en 2020, contre 95 % en 2019, car la Société a réduit le débit de traitement des raffineries en raison d'une baisse de la demande des consommateurs pour les carburants de transport qu'a occasionnée la pandémie de COVID-19. Malgré l'évolution de la conjoncture et les perturbations de la demande, la Société a pu tirer parti de la capacité de stockage de son infrastructure médiane et de la diversification de ses circuits de vente pour optimiser prestement son assortiment de produits en réaction à la

baisse de la demande des consommateurs. La Société a également tiré parti de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation, ainsi que de leur intégration avec le réseau d'établissements de détail, pour accroître les taux d'utilisation de ses activités en aval, qui sont demeurés supérieurs à ceux de la moyenne des raffineries canadiennes tout au long de 2020. La capacité nominale s'est accrue à la raffinerie d'Edmonton par suite de travaux de désengorgement pour passer de 142 000 b/j à 146 000 b/j après la clôture de l'exercice.

Les ventes totales de produits raffinés ont fléchi pour s'établir à 503 400 b/j en 2020, en comparaison de 539 400 b/j en 2019, ce qui s'explique par la baisse de la demande moyenne des consommateurs en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19.

Marges de raffinage et de commercialisation

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

- Calculées selon la méthode DEPS¹⁾, les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué pour s'établir à 28,65 \$/b en 2020, en comparaison de 36,80 \$/b pour l'exercice précédent, en raison de la baisse de la demande et des cours de référence découlant des répercussions de la pandémie de COVID-19. Les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué d'environ 20 % par rapport à celles de l'exercice précédent, tandis que les marges de craquage de référence ont fléchi d'environ 45 % pour la même période, ce qui rend compte des avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui lui permettent de traiter du pétrole brut lourd à prix réduit, des capacités de la Société en matière de commercialisation et de logistique ainsi que des solides circuits de vente au sein de son réseau de vente au détail et en gros intégré.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 25,30 \$/b en 2020, en baisse comparativement à celles de 40,45 \$/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 2020, 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 négative sur les résultats de la Société de 384 M\$ après impôt, alors qu'elle a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation de 461 M\$ après impôt pour l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence défavorable de 838 M\$ après impôt d'un exercice à l'autre, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises à court terme.

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

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont diminué en 2020 par rapport à 2019, en raison surtout de l'incidence des mesures de réduction des coûts de la Société, de l'allègement prévu par le programme de SSUC, d'une diminution des frais variables liés au fléchissement des volumes de production de brut et du volume des ventes, ainsi que d'une baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions. Les charges d'exploitation de raffinage¹⁾ par baril se sont établies à 5,50 \$ en 2020, comparativement à 5,35 \$ pour l'exercice précédent. Cette augmentation découle de la baisse du débit de traitement du brut.

La charge d'amortissement et d'épuisement de 2020 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 Commerce City au deuxième trimestre de 2021. L'incidence prévue de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2021.

Siège social et éliminations

Faits saillants de 2020

- En 2020, la Société a conclu des facilités de crédit additionnelles de 2,8 G\$ et a émis des billets à moyen terme non garantis de premier rang à 5,00 % de 1,25 G\$ échéant en 2030, des billets non garantis de premier rang à 2,80 % de 450 M\$ US échéant en 2023 et des billets non garantis de premier rang à 3,10 % de 550 M\$ US échéant en 2025. Au 31 décembre 2020, Suncor disposait de liquidités de 7,9 G\$.
- En 2020, la Société a versé des dividendes de 1,670 G\$ à ses actionnaires et, avant le début de la pandémie de COVID-19, a racheté pour 307 M\$ de ses actions ordinaires dans le but de les annuler.
- En 2020, la Société a intensifié ses investissements dans les technologies propres, notamment dans LanzaJet Inc., une entreprise vouée à la mise en marché de carburant d'aviation durable et de diesel renouvelable, et dans Recyclage Carbone Varennes, une usine de biocarburants, à Varennes, au Québec, qui convertira les déchets commerciaux et industriels non recyclables en biocarburants et en produits chimiques renouvelables.
- La Société continue de réaliser des progrès vers Suncor 4.0 grâce à des investissements visant à améliorer la productivité, la fiabilité, la sécurité et la performance environnementale de ses activités et à favoriser l'atteinte de son objectif de croissance des flux de trésorerie disponibles.

- Suncor maintiendra une stratégie de répartition du capital prudente et elle prévoit de rembourser des emprunts de 1,0 G\$ à 1,5 G\$ et de racheter de 500 M\$ à 1,0 G\$ d'actions de la Société en 2021, selon les prix des marchandises actuels, ce qui lui permettra de dégager des flux de trésorerie et de renforcer la confiance en sa valeur intrinsèque. Après la clôture de l'exercice, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant au plus 44 000 000 d'actions ordinaires.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

La redistribution de valeur aux actionnaires demeure une priorité absolue pour Suncor. Suncor a entamé l'année avec un bilan de première qualité et une feuille de route convaincante en matière de rendement pour les actionnaires. Dès le début de la pandémie de COVID-19, la Société a réagi de façon décisive pour maintenir sa solidité financière et ses liquidités. Soucieuse de maintenir une stratégie de répartition du capital prudente, Suncor prévoit de rembourser des emprunts de 1,0 G\$ à 1,5 G\$ et de racheter de 500 M\$ à 1,0 G\$ d'actions de la Société en 2021, selon les prix des marchandises actuels. La Société sera ainsi en mesure de dégager des flux de trésorerie et de renforcer la confiance en sa valeur intrinsèque. Après la clôture de l'exercice, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de procéder à une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités visant au plus 44 000 000 d'actions ordinaires.

L'investissement dans l'énergie à faible émissions de carbone de Suncor et sa présence dans le secteur émergent des biocarburants figurent parmi les éléments clés de son plan d'action contre le changement climatique. En 2019, Suncor a approuvé le 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. En raison des réductions de dépenses en réponse à la pandémie de COVID-19, le projet a été reporté en 2020, mais il est actuellement en construction. Ce projet permet à Suncor de réaliser de réels progrès dans l'atteinte de son objectif en matière de développement durable, qui vise à réduire de 30 % l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») d'ici 2030.

En outre, la Société continue d'investir dans les nouvelles technologies et les énergies renouvelables qui réduisent ses émissions et fournissent de nouvelles sources d'énergie durable. Cela comprend des investissements en capitaux propres dans Enerkem, une entreprise de conversion des

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

déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables, et dans LanzaJet Inc., une entreprise vouée à la mise en marché de carburant d'aviation durable et de diesel renouvelable. En 2020, Enerkem, Suncor et d'autres partenaires ont annoncé des plans de construction de Recyclage Carbone Varennes, une usine de biocarburants, à Varennes, au Québec, qui convertira les déchets commerciaux et industriels non recyclables en biocarburants et en produits chimiques renouvelables. Suncor estime que cet investissement complète le portefeuille existant de Suncor en matière de combustibles et d'énergies renouvelables et que cet ajout démontre la participation de Suncor à la transition énergétique mondiale grâce à des investissements à faibles émissions de carbone qui sont alignés sur nos activités actuelles.

La Société 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 cette transformation renforcera l'efficacité opérationnelle, ce qui lui permettra de réaliser davantage d'économies de coûts structurels. En raison de la pandémie de COVID-19 et de son incidence sur le contexte commercial, la Société a accéléré certains aspects de la transformation numérique, principalement liés à l'amélioration des processus et des technologies et à la réduction des effectifs, afin d'alléger la structure de coût de ses activités tout en augmentant la productivité. La Société prévoit que la mise en œuvre des technologies numériques facilitera la transition vers le lieu de travail du futur, accroîtra l'excellence opérationnelle et dégagera de la valeur ajoutée.

Principales données financières

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2020	2019	2018
Résultat net	(557)	(679)	(1 613)
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(286)	(590)	989
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	(48)	—
Résultat d'exploitation ²⁾	(843)	(1 317)	(624)
Siège social et énergie renouvelable	(936)	(1 113)	(876)
Éliminations – profit intersectoriel réalisé (éliminé)	93	(204)	252
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	(872)	(1 249)	(369)

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'imposition 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 de 936 M\$ en 2020, en comparaison d'une perte d'exploitation de 1,113 G\$ en 2019. Cette baisse de la perte d'exploitation s'explique essentiellement par la baisse de la charge de rémunération fondée sur des actions, par des règlements fiscaux favorables et l'allègement prévu par le programme de SSUC, facteurs en partie contrebalancés par la hausse des charges d'intérêts découlant de l'augmentation de la dette en 2020. En 2020, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 120 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise

en valeur et de construction en cours, en comparaison de 122 M\$ en 2019.

Exercices clos les 31 décembre	2020	2019	2018
Volume de production d'énergie renouvelable commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	200	184	183

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 2020, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt

de 93 M\$, tandis qu'elle avait éliminé un profit de 204 M\$ en 2019. La variation d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à la diminution des marges sur le brut du secteur Sables pétrolifères observée en 2020, en raison du fait que les charges d'alimentation à plus forte 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 faible marge, ce qui a donné lieu à une réalisation de profit à l'échelle de la Société.

Les fonds affectés à l'exploitation inscrits par le secteur Siège social et éliminations se sont élevés à 872 M\$ en 2020, en comparaison de 1,249 G\$ en 2019, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation, 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 2020

Faits saillants financiers et d'exploitation

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

	2020	2019
Résultat net		
Sables pétrolifères	(293)	(2 682)
Exploration et production	(379)	(162)
Raffinage et commercialisation	268	558
Siège social et éliminations	236	(49)
Total	(168)	(2 335)
Résultat d'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	(151)	277
Exploration et production	44	231
Raffinage et commercialisation	268	558
Siège social et éliminations	(303)	(284)
Total	(142)	782
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation¹⁾		
Sables pétrolifères	729	1 405
Exploration et production	312	555
Raffinage et commercialisation	415	793
Siège social et éliminations	(235)	(200)
Total des fonds provenant de l'exploitation	1 221	2 553
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(407)	(249)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	814	2 304
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique et diesel	514,3	456,3
Sables pétrolifères – bitume non valorisé	157,2	206,0
Exploration et production	97,7	115,9
Total	769,2	778,2

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

Perte nette

Suncor a inscrit une perte nette consolidée de 168 M\$ pour le quatrième trimestre de 2020, en comparaison d'une perte nette de 2,335 G\$ pour le quatrième trimestre de l'exercice précédent. La perte nette reflète essentiellement l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits plus loin. Les autres facteurs

qui ont influé sur les pertes nettes de ces périodes comprennent les suivants :

- La Société a inscrit un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 539 M\$ pour le quatrième trimestre de 2020, en comparaison d'un profit de 235 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019.
- Au quatrième trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 423 M\$ 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 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 quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur après impôt de 2,803 G\$ 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 lourd à long terme et a comptabilisé, dans le secteur E&P, des pertes de valeur après impôt de 393 M\$ 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.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation et fonds provenant de l'exploitation

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,221 G\$ au quatrième trimestre de 2020, comparativement à 2,553 G\$ au quatrième trimestre de 2019, et comprennent une provision de 186 M\$ à l'égard de frais de transport relatifs au projet d'oléoduc Keystone XL. Les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation à la rubrique « Analyse sectorielle » ci-après.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 814 M\$ au quatrième trimestre de 2020, contre 2,304 G\$ au quatrième trimestre de 2019, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation présentés ci-après. De plus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie plus élevée liée au solde du fonds de roulement de la Société par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La sortie de trésorerie liée au solde du fonds de roulement de la Société s'explique

principalement par une augmentation de la production et des prix des marchandises à la clôture du trimestre, ce qui a donné lieu à une hausse des soldes des créances et des stocks.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2020, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 151 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 277 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique essentiellement par une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant diminué d'environ 25 % par rapport 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 la diminution des charges d'exploitation, par la présence d'une proportion plus élevée de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée dans l'assortiment de produits grâce à l'excellente fiabilité, ainsi que par la diminution des redevances et de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.

La production de pétrole brut synthétique a augmenté au quatrième trimestre de 2020 pour s'établir à 514 300 b/j à raison d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 95 %, contre 456 300 b/j au quatrième trimestre de 2019 à raison d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 83 %, soit le deuxième meilleur trimestre au chapitre de la production de pétrole brut synthétique de l'histoire de la Société. Cette hausse de la production au quatrième trimestre de 2020 tient principalement à la grande fiabilité des installations de Syncrude et au fait que l'usine de base du secteur Sables pétrolifères a atteint sa pleine cadence d'exploitation. Une fois les travaux de maintenance achevés au début du trimestre, la Société est parvenue à un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 102 % en novembre et en décembre 2020. Les deux trimestres ont subi l'incidence de travaux de maintenance planifiés dans le secteur Sables pétrolifères, tandis que seul le trimestre correspondant de l'exercice précédent a été touché par les travaux de maintenance planifiés à Syncrude. La production de pétrole brut synthétique a également été 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. La plus grande utilisation des installations de valorisation a eu une incidence sur la production totale du secteur Sables pétrolifères en raison de la perte de rendement associée au processus de valorisation du bitume. Malgré les répercussions sur nos volumes de production et nos coûts par baril, cette stratégie a eu une incidence favorable sur l'ensemble des flux de trésorerie et reflète notre approche axée sur la valeur plutôt que sur le volume.

La production de bitume non valorisé a fléchi pour s'établir à 157 200 b/j au quatrième trimestre de 2020, contre 206 000 b/j au quatrième trimestre de 2019, en raison de la réaffectation du bitume provenant de Firebag aux installations de valorisation en vue de maximiser la valeur plutôt que le volume et des travaux de maintenance menés à bien à Firebag au début du trimestre. La production au quatrième trimestre de 2020 a également subi l'incidence de la baisse de la production tirée de Fort Hills, l'actif ayant entrepris la mise en service progressive de deux trains d'extraction primaire, ce qui lui a permis d'accroître la production moyennant des charges d'exploitation supplémentaires minimales. Les activités de maintenance à Firebag ont permis d'accroître la capacité de production nominale de l'installation grâce à l'aménagement de nouvelles infrastructures de traitement des émulsions et de production de vapeur, tout en remédiant aux contraintes qui se sont développées au cours du troisième trimestre de 2020. Fidèle à son engagement en faveur de l'excellence opérationnelle, Suncor a bouclé le quatrième trimestre de 2020 avec de solides taux de production de bitume *in situ*, Firebag et MacKay River atteignant presque leur capacité de production nominale.

Au quatrième trimestre de 2020, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel a augmenté pour s'établir à 495 600 b/j, en comparaison de 447 600 b/j au quatrième trimestre de 2019, ce qui reflète la hausse de la production, en partie contrebalancée par une accumulation des stocks attribuable à la forte production et au calendrier des ventes.

Le volume des ventes de bitume non valorisé s'est établi à 139 600 b/j au quatrième trimestre de 2020, en comparaison de 218 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur les volumes de production dont il est question ci-dessus, ainsi que par une accumulation des stocks aux installations des clients s'étendant jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique, où les ventes accrues avaient été acheminées.

Exploration et production

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 44 M\$ pour le quatrième trimestre de 2020, en baisse comparativement à celui de 231 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une diminution importante des prix obtenus pour le pétrole brut en raison de l'incidence de la pandémie de COVID-19, qui ont donné lieu à une diminution de plus de 25 % des cours de référence du pétrole brut, et par une baisse des volumes de production, en partie contrebalancées par une diminution des redevances et de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection et des charges d'exploitation.

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 56 800 b/j au quatrième trimestre de 2020, en comparaison de 69 600 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. Ce fléchissement des volumes de production au quatrième trimestre de 2020 est principalement attribuable au maintien à quai de Terra Nova.

À Terra Nova, la Société a continué d'exercer une gestion rigoureuse du capital en maintenant prudemment à quai son unité flottante de production, de stockage et de déchargement et en reportant le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif jusqu'à ce qu'elle trouve une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Après la clôture de l'exercice 2020, Suncor et les coentrepreneurs de Terra Nova, de concert avec le gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador, ont conclu un protocole d'entente non contraignant, qui prévoit un engagement financier du gouvernement, y compris un régime de redevances modifié, ce qui contribuera à la continuité de l'exploitation. Le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif est soumis à l'évaluation des propriétaires et de toutes les parties prenantes afin de déterminer la meilleure façon d'intégrer et d'optimiser le financement potentiel en vue de récupérer les ressources résiduelles du projet Terra Nova.

La production du secteur E&P International s'est établie à 40 900 bep/j au quatrième trimestre de 2020, en comparaison de 46 300 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution enregistrée au quatrième trimestre de 2020 reflète la baisse de la performance des actifs et la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Raffinage et commercialisation

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 268 M\$ pour le quatrième trimestre de 2020, en comparaison de 558 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les marges de raffinage et de commercialisation moins élevées en raison de la baisse marquée des marges de craquage de référence et de la baisse du débit de traitement du brut et des ventes de produits raffinés en raison de l'achèvement des travaux de maintenance planifiés et de la baisse de la demande de carburants de transport attribuable à la pandémie de COVID-19, facteurs contrebalancés en partie par la diminution des charges d'exploitation. Le résultat d'exploitation reflète également l'incidence favorable d'un profit de 44 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 2020, en comparaison d'une perte de 16 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 438 000 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 95 % au quatrième trimestre de 2020, contre un débit de traitement du brut de 447 500 b/j et un taux d'utilisation de 97 % au quatrième trimestre de 2019, la diminution étant attribuable à la baisse de la demande pour les produits raffinés au cours du quatrième trimestre de 2020 qui a découlé de la pandémie de COVID-19. Suncor a tiré parti de son vaste réseau de vente d'envergure nationale et de ses circuits d'exportation, ainsi que de leur intégration avec le réseau d'établissements de détail, pour accroître les taux d'utilisation de ses activités en aval, qui demeurent supérieurs à ceux de la moyenne des raffineries canadiennes pour le quatrième trimestre de 2020.

Les ventes de produits raffinés ont diminué au quatrième trimestre de 2020 pour s'établir à 508 800 b/j, en comparaison de 534 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les répercussions de la pandémie de COVID-19.

Siège social et éliminations

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 303 M\$ pour le quatrième trimestre de 2020, en comparaison d'une perte d'exploitation de 284 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique essentiellement par la hausse des charges d'intérêts découlant de l'augmentation de la dette en 2020 et par l'augmentation de la charge de rémunération fondée sur des actions, facteurs en partie contrebalancés par des règlements fiscaux favorables. Au quatrième trimestre de 2020, la Société a éliminé un profit de 21 M\$ après impôt, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 11 M\$ au quatrième trimestre de 2019.

Au quatrième trimestre de 2020, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 26 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison de 37 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

6. Données financières trimestrielles

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolières	671,5	519,0	553,7	630,1	662,3	670,0	692,2	657,2
Exploration et production	97,7	97,2	101,8	109,7	115,9	92,3	111,7	107,1
	769,2	616,2	655,5	739,8	778,2	762,3	803,9	764,3
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 615	6 427	4 229	7 391	9 487	9 803	10 071	8 983
Autres produits (pertes)	(21)	30	16	365	111	93	27	414
	6 594	6 457	4 245	7 756	9 598	9 896	10 098	9 397
Résultat net	(168)	(12)	(614)	(3 525)	(2 335)	1 035	2 729	1 470
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)	0,67	1,74	0,93
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)	0,67	1,74	0,93
Résultat d'exploitation¹⁾	(142)	(302)	(1 489)	(309)	782	1 114	1 253	1 209
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	(0,09)	(0,20)	(0,98)	(0,20)	0,51	0,72	0,80	0,77
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	1 221	1 166	488	1 001	2 553	2 675	3 005	2 585
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,80	0,76	0,32	0,66	1,66	1,72	1,92	1,64
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	814	1 245	(768)	1 384	2 304	3 136	3 433	1 548
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,53	0,82	(0,50)	0,91	1,50	2,02	2,19	0,98
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	(6,9)	(10,2)	(7,5)	(1,3)	4,9	9,7	10,4	8,2
RCI¹⁾²⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	(7,4)	(10,8)	(7,9)	(1,4)	5,1	9,9	10,6	8,3
Profit (perte) de change latent(e) sur la dette libellée en dollars américains, après impôt	539	290	478	(1 021)	235	(127)	221	261
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,21	0,21	0,21	0,47	0,42	0,42	0,42	0,42
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	21,35	16,26	22,89	22,46	42,56	41,79	40,85	43,31
Bourse de New York (\$ US)	16,78	12,23	16,86	15,80	32,80	31,58	31,16	32,43

1) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion. Le RCI exclut les coûts des projets majeurs en cours incorporés à l'actif. Le résultat d'exploitation 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 et le RCI 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 » de chaque rapport trimestriel publié par Suncor.

2) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours et des pertes de valeur, aurait été de 8,7 % au deuxième trimestre de 2019, de 8,0 % au troisième trimestre de 2019, de 8,6 % au quatrième trimestre de 2019 et de 5,4 % 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'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Contexte commercial

Trimestres clos les (moyenne pour la période, sauf indication contraire)		31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	42,65	40,95	27,85	46,10	56,95	56,45	59,85	54,90
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	44,20	43,00	29,20	50,15	63,30	61,90	68,85	63,20
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	3,30	3,50	2,70	15,95	9,30	5,20	6,75	4,45
MSW à Edmonton	\$ CA/b	50,25	51,30	30,20	52,00	68,10	68,35	73,90	66,45
WCS à Hardisty	\$ US/b	33,35	31,90	16,35	25,60	41,10	44,20	49,20	42,50
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(9,30)	(9,05)	(11,50)	(20,50)	(15,85)	(12,25)	(10,65)	(12,40)
(Écart) prime – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	(3,05)	(2,45)	(4,55)	(2,70)	(0,70)	0,40	0,15	(2,30)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	42,55	37,55	22,20	46,20	53,00	52,00	55,85	50,50
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,65	2,25	2,00	2,05	2,50	0,95	1,05	2,60
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,15	43,85	29,90	67,05	46,95	46,85	56,55	69,45
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	9,85	10,20	12,20	14,75	18,45	19,70	22,40	19,10
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	7,95	7,75	6,75	9,75	14,35	17,05	21,50	15,40
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	13,15	12,55	12,20	18,30	25,45	23,90	29,10	19,35
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	9,00	8,55	9,00	13,00	17,00	20,00	21,70	17,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,77	0,75	0,72	0,74	0,76	0,76	0,75	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,78	0,75	0,73	0,71	0,77	0,76	0,76	0,75

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. Suncor utilisait auparavant la marge de craquage 3-2-1 parce que cette valeur de référence était plus répandue et mieux connue de la Société. Bien que la marge de craquage 3-2-1 soit plus largement utilisée, la production des raffineries de la Société se rapproche davantage de la marge de craquage 2-1-1, qui rend mieux compte de la composition approximative de l'assortiment de produits raffinés de Suncor. 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 du résultat net et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par des facteurs 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 imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019.

Les tendances au chapitre du résultat net et des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation trimestriels de Suncor sont également influencées par les variations des cours des marchandises, des écarts de prix, des marges de craquage de raffinage et des taux de change, tel qu'il est décrit à la rubrique « Information financière » du présent rapport de gestion. 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 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 423 M\$ 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 pétroliers, 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 pétroliers, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ 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 422 M\$ 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 attribuable aux 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 177 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères et de 220 M\$ 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 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 et les fonds provenant de l'exploitation, a été réalisée par le biais du résultat d'exploitation et des fonds provenant de l'exploitation du deuxième trimestre de 2020 lorsque le produit a été vendu.
- Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 2,803 G\$ 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 lourd et a comptabilisé, dans le secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 393 M\$ 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.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tient compte d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels du secteur E&P.
- Au deuxième trimestre de 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'imposition des sociétés pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- Au deuxième trimestre de 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, 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 au quatrième trimestre de 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.

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)	2020	2019	2018
Sables pétrolifères	2 736	3 522	3 546
Exploration et production	489	1 070	946
Raffinage et commercialisation	515	818	856
Siège social et éliminations	186	148	58
Total	3 926	5 558	5 406
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(120)	(122)	(156)
	3 806	5 436	5 250

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

Exercice clos les 31 décembre 2020 (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>	1 241	254	1 495
<i>In situ</i>	212	384	596
<i>Fort Hills</i>	155	21	176
<i>Syncrude</i>	320	74	394
Exploration et production	6	451	457
Raffinage et commercialisation	390	116	506
Siège social et éliminations	64	118	182
	2 388	1 418	3 806

- 1) Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance comprennent les investissements qui misent sur la valeur existante en vue d'assurer la conformité ou d'entretenir de bonnes relations avec les autorités de réglementation et d'autres parties intéressées, de maintenir la capacité de traitement actuelle, et d'exploiter les réserves mises en valeur existantes.
- 2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.

Au deuxième trimestre de 2020, en réaction à la pandémie de COVID-19 et aux problèmes liés à l'offre de l'OPEP+, la Société avait annoncé son intention de diminuer sa fourchette prévue de dépenses en immobilisations de 2020 pour l'établir de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, afin de préserver sa santé financière et sa résilience et de composer dans le contexte commercial actuel. Suncor a atteint son objectif de réduction des dépenses en immobilisations établi à 1,9 G\$ avant la clôture de 2020, réduisant ses dépenses en immobilisations à 3,806 G\$, soit une diminution de 33 % par rapport au point milieu de ses prévisions initiales de dépenses en immobilisations pour 2020. Pour ce faire, la Société s'est concentrée sur des projets en immobilisations de maintien et de maintenance qui visent à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation et a veillé à l'avancement et à l'achèvement des projets d'investissement économique de

grande valeur, à faible intensité de capital, qui étaient à un stade avancé de développement. Les réductions de dépenses en immobilisations ciblées en 2020 comprenaient le report et l'annulation de projets, la réduction des dépenses à l'égard de divers actifs et l'amélioration de l'efficacité d'exécution.

En 2020, Suncor a affecté un montant total de 3,806 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, compte non tenu des coûts d'emprunt incorporés à l'actif de 120 M\$. Les activités menées en 2020 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé en 2020 des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance totalisant 1,241 G\$, qui ont porté principalement sur le maintien d'une exploitation sécuritaire,

fiable et efficiente, de même que sur le maintien de la conformité environnementale. Le programme de maintenance planifiée de la Société pour 2020 prévoyait des travaux à l'unité de valorisation 1 et à l'unité de valorisation 2 ainsi que la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers, en plus de l'exécution d'autres travaux visant à assurer la fiabilité et le maintien de l'ensemble des installations. Le programme pour 2020 prévoyait en outre des investissements dans la reconstruction de l'installation d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, la majeure partie des coûts de réparation devant être remboursés au moyen du produit de l'assurance attendu pour 2021.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques de 254 M\$ du secteur Sables pétrolifères – Activités de base pour 2020 ont été affectées principalement à des projets qui devraient améliorer la capacité de production. La Société a également investi dans la construction du projet de pipelines d'interconnexion entre l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude. L'actif a été mis en service au quatrième trimestre de 2020.

Activités *in situ*

En 2020, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 596 M\$, dont 384 M\$ ont été affectés aux investissements économiques, 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 représentent essentiellement des dépenses en immobilisations liées à la reconstruction de l'installation de traitement centralisé de MacKay River.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de Fort Hills se sont établies à 176 M\$ en 2020. De ce montant, une tranche de 155 M\$ a été affectée 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 394 M\$ en 2020. La majeure partie de ce montant représente des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance visant à améliorer la fiabilité des actifs et comprend des travaux de maintenance et de révision. Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques réalisés à Syncrude ont été affectées principalement à la construction de pipelines

d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude, ce qui a eu pour effet d'améliorer l'intégration et la flexibilité opérationnelle de ces actifs.

Exploration et production

En 2020, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 457 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissement économique, notamment les travaux de forage de développement à Hebron et à Buzzard et des travaux de mise en valeur du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose.

Raffinage et commercialisation

Les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 506 M\$ en 2020, se rapportent principalement au maintien continu et aux améliorations des raffineries et des activités de vente au détail.

Siège social

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 182 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information et à d'autres projets de la Société.

Suncor prévoit que les dépenses en immobilisations de 2021 seront affectées aux projets et initiatives décrits ci-après.

Sables pétrolifères

En 2021, les plans d'investissement économique 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 autres activités visant à assurer le maintien de la capacité de production aux installations existantes comprennent la mise en valeur constante des nouvelles réserves en aménageant de nouvelles plateformes de puits dans les installations *in situ* et en accroissant l'efficacité de l'exploitation minière par la mise en œuvre continue du système de transport autonome à la mine Millennium.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance pour 2021 comprennent celles liées au programme de travaux de révision d'une durée de cinq ans portant sur l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères. Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance seront également axées sur la gestion des résidus et sur l'exécution de travaux de maintenance planifiés des installations de valorisation 1 et 2.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de 2021 seront axées sur le développement continu de projets d'exploitation minière et de gestion des résidus afin de préserver la capacité de production.

Syncrude

En 2021, les plans d'investissement économique prévoient des capitaux visant à poursuivre le prolongement ouest de la mine Mildred Lake.

En 2021, 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 portant sur la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude.

Exploration et production

En 2021, les dépenses en immobilisations devraient inclure des investissements économiques dans les projets Hebron, Hibernia, Buzzard, Oda et Fenja.

Raffinage et commercialisation

La Société s'attend à ce que les dépenses en immobilisations de maintien soient axées sur le maintien et l'amélioration continues des activités de raffinage et de vente au détail, ainsi que sur d'autres projets d'investissement économique dans la logistique et le réseau de vente au détail et en gros de l'entreprise.

Siège social

En 2021, la Société prévoit effectuer des investissements économiques dans des projets liés à la technologie numérique et dans le projet de parc éolien Forty Mile dans le sud de l'Alberta, dont le démarrage a été autorisé en 2019.

8. Situation financière et situation de trésorerie

Situation de trésorerie et sources de financement

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	2019	2018
Flux de trésorerie liés aux			
Activités d'exploitation	2 675	10 421	10 580
Activités d'investissement	(4 524)	(5 088)	(6 697)
Activités de financement	1 786	(5 537)	(4 426)
(Perte) profit de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(12)	(57)	92
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(75)	(261)	(451)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	1 885	1 960	2 221
Rendement du capital investi (%)¹⁾			
Compte non tenu des projets majeurs en cours ²⁾³⁾	(7,4)	5,1	8,2
Compte tenu des projets majeurs en cours ²⁾	(6,9)	4,9	8,0
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ¹⁾⁴⁾⁵⁾ (en nombre de fois)	5,1	1,5	1,5
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)			
Base du résultat ⁶⁾	(4,9)	3,4	6,4
Base des fonds provenant de l'exploitation ¹⁾⁵⁾⁷⁾	3,9	13,4	14,1

- Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Le RCI de 2020 tient compte de pertes de valeur d'actifs de 2,221 G\$ après impôt. Le RCI de 2019 tient compte de pertes de valeur d'actifs de 3,352 G\$ après impôt.
- Exclut les coûts inscrits à l'actif au titre des projets majeurs en cours. Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de (3,0 %) en 2020, compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 2,221 G\$ après impôt. Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de 8,6 % en 2019 compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt et de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta.
- La dette nette correspond au total de la dette diminuée de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.
- Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.
- Somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.
- Somme des fonds provenant de l'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisée par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société se sont chiffrés à 2,675 G\$ en 2020, en comparaison de 10,421 G\$ en 2019. Cette diminution découle principalement du recul des prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés en raison de la chute de plus de 30 % des cours de référence pour le pétrole brut et des marges de craquage de référence par rapport à ceux de l'exercice précédent qu'ont entraînée les répercussions de la pandémie de COVID-19 et les problèmes liés à l'offre de l'OPEP+. En 2020, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation ont également subi les contrecoups de la diminution 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. En 2019, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation tenaient compte également d'un produit d'assurance après impôt de

264 M\$ lié aux actifs de la Société en Libye. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par une diminution des coûts liée à une baisse de la production et par les mesures de réduction des coûts mises en œuvre en 2020.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 4,524 G\$ en 2020, en comparaison de 5,088 G\$ en 2019. Cette diminution tient principalement à la baisse des dépenses en immobilisations, la Société ayant limité, reporté ou annulé certains projets d'investissement dans le but d'atteindre son objectif de réduction des dépenses en immobilisations de 1,9 G\$ précédemment annoncé en réaction à la pandémie de COVID-19. Cette réduction a été partiellement neutralisée par la hausse du fonds de roulement lié à l'investissement survenue en relation avec le calendrier des paiements.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

La Société a inscrit des flux de trésorerie provenant des activités de financement de 1,786 G\$ en 2020, comparativement à des flux de trésorerie affectés aux activités de financement de 5,537 G\$ en 2019. Cette hausse est principalement attribuable à l'augmentation nette de la dette à court terme, à l'émission de titres de créance à long terme et à la réduction des rachats d'actions et des dividendes par suite de la décision de la Société d'accroître sa résilience financière en réaction à la pandémie de COVID-19.

La gestion des niveaux d'endettement demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité des prix. Suncor croit qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs devrait aider la Société à maintenir sa capacité de gérer les coûts des projets et les niveaux d'endettement.

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 des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2021, de l'ordre de 3,8 G\$ à 4,5 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 1,885 G\$ au 31 décembre 2020, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 16 jours. En 2020, ces placements ont rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 5 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 1,050 G\$ en 2020, en hausse par rapport à 997 M\$ en 2019, en raison de l'émission de billets à moyen terme non garantis de premier rang à 5,00 % de 1,25 G\$ échéant en 2030, de billets non garantis de premier rang à 2,80 % de 450 M\$ US échéant en 2023 et de billets non garantis de premier rang à 3,10 % de 550 M\$ US échéant en 2025, ainsi que d'une hausse de la dette à court terme.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 6,043 G\$ au 31 décembre 2020, en hausse comparativement à 4,701 G\$ au 31 décembre 2019, en raison essentiellement des facilités de crédit supplémentaires de 2,8 G\$ obtenues en 2020, partiellement contrebalancées par la hausse de la dette à court terme. Au 31 décembre 2020, Suncor disposait de liquidités d'environ 7,9 G\$.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2020 :

(en millions de dollars)	2020
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2023	3 500
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2022	7 064
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2021	380
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	130
Total des facilités de crédit	11 074
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(3 566)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(1 158)
Total des facilités de crédit inutilisées ¹⁾	6 350

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins en liquidité s'établissaient à 6,043 G\$ au 31 décembre 2020 (4,701 G\$ au 31 décembre 2019).

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 2020, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 37,8 % (29,9 % au 31 décembre 2019), ce qui reflétait une augmentation des niveaux d'endettement et une baisse des capitaux propres en raison des pertes nettes, y compris les charges de dépréciation comptabilisées en 2020. Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 2,221 G\$ après impôt en 2020 et de 3,352 G\$ après impôt en 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres aurait été de 34,4 % au 31 décembre 2020. Compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ en 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres aurait été de 28,4 % au 31 décembre 2019. Au 31 décembre 2020, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	2019
Dette à court terme	3 566	2 155
Tranche courante de la dette à long terme	1 413	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	272	310
Dette à long terme	13 812	12 884
Obligations locatives à long terme	2 636	2 621
Dette totale	21 699	17 970
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 885	1 960
Dette nette	19 814	16 010
Capitaux propres	35 757	42 042
Dette totale majorée des capitaux propres	57 456	60 012
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	37,8	29,9

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)

Dette totale au 31 décembre 2019	17 970
Augmentation de la dette à long terme	2 634
Augmentation de la dette à court terme	1 445
Augmentation de l'obligation locative au cours de l'exercice	312
Paiements de loyers	(335)
Incidence du change sur la dette et autres	(327)
Dette totale au 31 décembre 2020	21 699
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2020	1 885
Dette nette au 31 décembre 2020	19 814

Au 31 décembre 2020, la dette nette de Suncor s'élevait à 19,814 G\$, contre 16,010 G\$ au 31 décembre 2019. En 2020, la dette totale a augmenté de 3,729 G\$, ce qui s'explique principalement par l'augmentation nette de la dette à court terme et à long terme et par les contrats de location supplémentaires conclus en 2020, partiellement contrebalancés par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2019 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location en 2020.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2020, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation s'est établi à 5,1 fois, ce qui est supérieur à la cible maximale de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 3,0 fois, et il reflète la diminution des fonds provenant de l'exploitation et une hausse de la dette nette. Soucieuse de maintenir une stratégie de répartition du capital prudente, Suncor prévoit de rembourser des emprunts de 1,0 G\$ à 1,5 G\$ en 2021.

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 24 février 2021, 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)	Négative
Moody's Investors Service	Baa1	Stable

Au 24 février 2021, 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 2020 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires

Actions en circulation

(en milliers)	31 décembre 2020
Actions ordinaires	1 525 151
Options sur actions ordinaires – exerçables	26 943
Options sur actions ordinaires – non exerçables	11 430

Aux 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	2019	2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées	7 527	55 298	64 426
Coût des rachats d'actions	307	2 274	3 053
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	40,83	41,12	47,38

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

Au 24 février 2021, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 522 582 394 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 35 774 491. Une fois exerçables, les options sur actions ordinaires en cours peuvent être exercées à raison d'une option pour une action ordinaire.

Au 31 décembre 2020, les prix d'exercice des options sur actions ordinaires exerçables en cours étaient supérieurs au cours de l'action de la Société.

Rachats d'actions

Après la clôture de l'exercice, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor en vue du lancement d'une nouvelle offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») pour racheter des actions par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis prévoit 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 actions ordinaires émises et en circulation. Au 31 janvier 2021, 1 525 150 794 actions ordinaires de la Société étaient émises et en circulation.

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 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 de croissance à long terme.

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					Par la suite	Total
	2021	2022	2023	2024	2025		
Emprunts à terme fixe et renouvelables ¹⁾	2 207	952	1 281	1 655	1 354	17 834	25 283
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	253	251	281	397	442	12 475	14 099
Engagements au titre de contrats à long terme, de services de transport par pipeline et de services énergétiques ³⁾	1 553	1 262	1 354	1 255	1 193	9 326	15 943
Engagements au titre de travaux de prospection	1	—	19	—	51	458	529
Autres obligations à long terme ⁴⁾	4	19	19	18	18	—	78
Total	4 018	2 484	2 954	3 325	3 058	40 093	55 932

1) Comprennent des emprunts qui sont remboursables au gré de Suncor et les versements d'intérêts sur les emprunts à terme fixe.

2) Représentent le montant non actualisé des coûts de remise en état des lieux et de démantèlement.

3) La Société a également conclu un engagement relatif à la capacité pipelinère d'une valeur de 5,9 G\$ dont la durée est de 20 ans et qui est conditionnel à l'achèvement du pipeline. Ce montant n'est pas inclus dans les engagements au titre de contrats à long terme, de services de transport par pipeline et de services énergétiques.

4) Comprennent la prime à la signature des CEPP en Libye. Se reporter à la note 22 des états financiers consolidés audités de 2020 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 2020 pour obtenir plus de précisions sur ces transactions et sur la rémunération des principaux dirigeants.

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 2020, l'incidence avant impôt pour les activités de gestion des risques et de négociation de l'énergie correspond à un bénéfice de 175 M\$ (bénéfice avant impôt de 155 M\$ en 2019).

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

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)	2020	2019
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	(39)	60
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice	(257)	(254)
Variation de la juste valeur comptabilisée en résultat net au cours de l'exercice	175	155
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	(121)	(39)

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)	2020	2019
Créances	153	94
Dettes fournisseurs	(274)	(133)
	(121)	(39)

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 2020 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 2020.

Adoption de nouvelles normes IFRS

Définition d'une entreprise

En octobre 2018, l'IASB a publié *Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3)*. Ces modifications resserrent et clarifient la définition d'une entreprise et permettent aux entités de faire le choix d'utiliser un test de concentration, lequel constitue une évaluation simplifiée donnant lieu à un classement à titre d'acquisition d'actifs si la quasi-totalité de la juste valeur de l'actif brut acquise se concentre dans un seul actif identifiable ou un groupe d'actifs identifiables similaires. Si une entité choisit de ne pas procéder au test de concentration, ou si le test n'est pas concluant, alors l'évaluation est axée sur l'existence d'un processus substantiel. Une distinction importante est que le « goodwill » peut être comptabilisé uniquement par suite de l'acquisition d'une entreprise, et non par suite de l'acquisition d'un actif. La Société a adopté les modifications de manière prospective à la date de leur entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2020, et la première application n'a eu aucune incidence sur ses états financiers consolidés.

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.

Classement des passifs en tant que passifs courants ou non courants

En janvier 2020, l'IASB a publié des modifications à l'IAS 1, *Présentation des états financiers*, afin de préciser le critère de classement d'un passif en tant que passif courant ou non courant qui porte sur le droit substantiel, à la clôture de la période de présentation de l'information financière, de différer le règlement du passif pour au moins 12 mois après la date de clôture. Les modifications, qui doivent être appliquées rétrospectivement, 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. Les éléments des états financiers qui nécessitent la formulation d'estimations et de jugements importants sont décrits ci-après.

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé a déclaré que la flambée de maladie à coronavirus (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 les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la réduction 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 du ralentissement 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.

Les conditions du marché se sont améliorées au troisième trimestre et au début du quatrième trimestre de 2020 à mesure que les pays rouvraient leur économie, mais la récente résurgence de la COVID-19 (y compris les cas liés aux variants et aux mutations de la COVID-19) dans certaines régions et la possibilité qu'elle réapparaisse dans d'autres régions ont conduit les autorités locales à réinstaurer certaines des restrictions mentionnées ci-dessus. En outre, bien que la distribution des vaccins ait commencé, 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. De ce fait, la pandémie de COVID-19 pose encore des défis pour nos activités et notre contexte commercial. La direction ne peut

estimer de façon raisonnable la durée ou la gravité de cette pandémie, mais elle continue de surveiller son incidence sur nos activités.

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 2020 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 2020, 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 peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

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, 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 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.

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.

Impôt sur le résultat différé

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 versements 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.

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur d'un instrument financier est déterminée en fonction des données de marché observables, lorsqu'il est possible de le faire. À défaut de données directement observables sur des marchés actifs, la Société a recours à des modèles et à des techniques d'évaluation indépendants qui reposent sur des données observables sur le marché, notamment les prix à terme des marchandises, les taux de change et les taux d'intérêt, afin d'estimer la juste valeur des instruments financiers, notamment des instruments dérivés. Outre les données de marché, la Société incorpore des détails de transaction précis que les participants du marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, incluant l'incidence du risque de non-exécution.

Monnaie fonctionnelle

La monnaie fonctionnelle de la Société et de chacune de ses filiales est déterminée par la direction en fonction de la composition des produits des activités ordinaires et des coûts de la Société sur les territoires où elle exerce des activités.

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 (telles que les réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019 et en 2020), 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. 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 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 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, comme ceux observés au quatrième trimestre de 2018 et au début de 2020, ou une période prolongée de chute ou de volatilité des prix des marchandises, du pétrole brut en particulier, pourrait avoir un effet défavorable significatif sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor et pourrait également entraîner des pertes de valeur d'actifs ou se solder par l'annulation ou le report de certains de ses projets de croissance.

La conjoncture et les faits récents sur le marché, tels que l'offre excédentaire de pétrole lourd et de produits pétroliers sur les marchés mondiaux due à la baisse de la demande causée par la pandémie de COVID-19 ont fortement plombé le cours des marchandises et des produits pétroliers et les ont exposés à une instabilité marquée. 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.

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 la performance 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 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 marchandises à valeur plus élevée en raison de pannes touchant un ou plusieurs systèmes constituant 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.

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.

Répercussions continues de la pandémie de COVID-19

Les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor 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. La pandémie actuelle de COVID-19 et les mesures qui ont été et qui pourraient être adoptées par les autorités gouvernementales pour y faire face se sont notamment traduites et pourraient ultérieurement se traduire par : une volatilité accrue sur les marchés des capitaux, des prix des marchandises et du change; une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales; des pénuries de main-d'œuvre; un ralentissement des échanges commerciaux; des restrictions provisoires des activités et des rassemblements supérieurs à un certain nombre de personnes, des mesures de confinement et de quarantaine, des fermetures d'entreprises et des interdictions de voyager; une contraction générale de l'économie mondiale; une instabilité politique et économique; et des troubles civils. 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. La récente résurgence de la COVID-19 (y compris les cas liés aux variants et aux mutations de la COVID-19) dans certaines régions et la possibilité qu'elle réapparaisse dans d'autres régions ont conduit les autorités locales à réinstaurer certaines des restrictions mentionnées ci-dessus. En outre, bien que la distribution des vaccins ait commencé,

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. 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, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. 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. 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.

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 la plupart des projets majeurs, 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 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. Il est devenu plus difficile d'obtenir les permis ou approbations nécessaires en raison de l'opposition de plus en plus marquée de la population aux projets, de l'obligation d'organiser des consultations publiques, y compris avec les Autochtones, et d'une plus grande mobilisation politique face à ces enjeux. La *Loi sur l'évaluation d'impact* du gouvernement fédéral (auparavant le « Projet de loi C-69 ») est entrée en vigueur en août 2019 et aura une incidence sur la probabilité que les grands projets énergétiques soient autorisés et sur la manière dont ils sont autorisés, le cas échéant. Le processus relatif à la *Loi sur l'évaluation d'impact* pourrait également entraîner des retards importants ou poser des défis dans l'obtention des approbations nécessaires, occasionner des coûts additionnels liés à la conformité, avoir une incidence sur les niveaux des effectifs et des ressources et accroître les autres risques liés aux activités de Suncor, notamment les risques liés aux approbations de permis et à la mise en valeur et à l'exécution des projets. Tous les facteurs susmentionnés pourraient 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'électricité et les biocarburants.

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 mettre au point de nouvelles technologies ou à poursuivre la croissance d'autres produits énergétiques en plus des produits actuels de Suncor. 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 d'obtenir les approbations réglementaires pour leurs projets ou 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 qu'il est presque certain 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 l'intensité des émissions de GES, les émissions 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 les exploitants futurs des actifs de Syncrude. 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*, qui limite les émissions de GES provenant des sables pétrolifères, 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 (« GES »)

Au nombre de ses objectifs de développement durable, Suncor s'est engagée à réduire l'intensité des émissions de GES de ses activités de 30 % d'ici 2030 (par rapport à l'année de référence de 2014). La capacité de la Société à réduire ses émissions de GES à la fois en termes absolus et en regard de son objectif de réduction de l'intensité des émissions pour 2030 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, les investissements réalisés dans la production d'électricité à faibles émissions de carbone 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 objectifs ou cibles de GES dans les délais actuels, voire pas du tout.

De plus, l'atteinte des objectifs ou cibles de réduction de l'intensité 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 de l'intensité 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.

De plus, 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, ce qui n'est pas autorisé actuellement pour les mines de sables pétrolifères en vertu des lois existantes. Un règlement fédéral sur les effluents miniers des sables bitumineux est en cours d'élaboration et les lignes directrices provinciales sur l'eau déjà publiées font actuellement l'objet d'une mise à jour. Il n'y a aucune certitude quant à la date de promulgation d'une réglementation autorisant un tel rejet d'eau, au contenu de cette réglementation, ainsi qu'à la capacité et au calendrier d'obtention par la Société des autorisations requises en vertu de cette réglementation pour permettre un tel rejet d'eau. L'absence de règlements gouvernementaux efficaces 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 (*Lower Athabasca Regional Plan* ou « 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.

Loi sur les espèces en péril

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. 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 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 liés au respect 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.

Gestion de la qualité de l'air

Un certain nombre de règlements et de cadres relatifs à la qualité de l'air fédéraux et provinciaux canadiens 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.

Politique de l'Alberta à l'égard des milieux humides

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.

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.

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 fonduagiques 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 et 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.

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.

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.

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 de grands projets 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 l'exécution de projets 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 à d'autres projets 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'un tiers 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, 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. La création du Bureau de gestion de la transformation pour soutenir la transformation numérique de Suncor devrait contribuer à cette évolution, mais il est également possible que 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.

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 la réduction de l'intensité 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 décarbonisation 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 se soit amélioré, les perturbations et la volatilité des marchés financiers mondiaux pourraient persister. 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 (les « statuts ») 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 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 des transactions 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 2020 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 65 % 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 2020, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, pour passer de 0,77 \$ au début de 2020, à 0,78 \$. 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. Suncor est exposée au risque de taux d'intérêt 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 lorsque des instruments dérivés sont utilisés pour la gestion de son portefeuille d'emprunts, y compris les instruments de couverture des nouvelles émissions prospectives de titres d'emprunt. 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, 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 autres 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 d'administration 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* du 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.

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 nécessaire à l'exercice de ses activités actuelles et futures. Ce risque pourrait se manifester principalement par l'incapacité de recruter de nouveaux employés sans qu'il y ait dilution des talents, de former, de perfectionner et de conserver du personnel expérimenté de grande qualité sans qu'il y ait érosion des effectifs et de répondre aux besoins des employés de concilier le travail et la vie personnelle et d'obtenir une rémunération concurrentielle. Le marché de la main-d'œuvre en Alberta est habituellement restreint et, bien que la conjoncture économique ait atténué partiellement cet effet, il n'en demeure pas moins qu'il s'agit d'un risque à gérer. Le vieillissement du personnel actuel de la Société et l'évolution des 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. 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 sont représentés par des syndicats ou des associations d'employés. Environ 32 % des employés de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2020. Des négociations en ce qui a trait à trois nouvelles conventions collectives auront lieu en 2021. Toute interruption de travail qui viserait les employés de la Société (y compris à la suite d'une grève ou d'un lock-out), 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.

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 également insisté de plus en plus sur l'importance de consulter les Autochtones sur les projets gaziers et pétroliers et leurs infrastructures. Qui plus est, au cours des dernières années, le gouvernement fédéral du Canada et le gouvernement provincial de l'Alberta se sont engagés à redéfinir leurs relations avec les Autochtones du pays. Le gouvernement fédéral a affirmé qu'il appuyait désormais sans réserve la Déclaration des Nations Unies sur les droits des peuples autochtones (la « Déclaration ») et a indiqué, dans son discours aux Nations Unies sur les questions autochtones, qu'il ne visait « rien de moins que l'adoption et l'application de la Déclaration, conformément à la Constitution canadienne ». 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 « permettrait également d'assurer des efforts soutenus et continus pour faire respecter les droits des peuples autochtones aujourd'hui et à l'avenir ». Bien que Suncor adhère aux principes de la Déclaration, on ignore si le projet de loi C-15 sera adopté et, dans l'affirmative, comment la Déclaration sera incluse dans le droit canadien et comment elle sera interprétée. On ne sait donc pas encore non plus quelles seront les répercussions de la Déclaration sur l'obligation de la Couronne en matière de consultation des Autochtones si le projet de loi C-15 est promulgué.

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 l'inclusion de la Déclaration 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.

Risque commercial lié à l'Accord Canada – États-Unis – Mexique (l'« ACEUM »)

En vertu de l'ACEUM, le Canada n'est plus assujéti aux dispositions visant la proportionnalité du chapitre sur l'énergie de l'Accord de libre-échange nord-américain (« ALENA »), permettant au Canada d'étendre ses exportations de pétrole et de gaz au-delà des États-Unis. En outre, la modification des règles d'origine aux termes de l'ACEUM pour le pétrole et le gaz permet aux exportateurs canadiens de se qualifier plus facilement pour le traitement hors taxes des expéditions aux États-Unis. La clause d'« économie non marchande » peut limiter la volonté du Canada d'amorcer des négociations de libre-échange avec des économies non marchandes.

L'ACEUM va également progressivement retirer la disposition relative au mécanisme de règlement des différends investisseur-État du chapitre 11 de l'ALENA. Cette disposition permettait aux investisseurs d'une partie à l'ALENA de poursuivre directement le gouvernement d'une autre partie à l'ALENA lorsqu'on prétendait qu'il y avait eu violation de ses obligations. Dans le cadre de cet accord, trois ans après l'abrogation de l'ALENA, les anciennes poursuites concernant des investissements et les poursuites en cours seront visées par le chapitre 11 de l'ALENA. Après cette date, les entreprises devront faire appel au système judiciaire ou à un arbitrage international régulier.

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

11. Autres éléments

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2020, 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 2020, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2020, 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 2020 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 2020.

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 3 février 2021. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2021, 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, le RCI, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, 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 de commercialisation et de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS, de même que les montants correspondants par action ou par baril, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous avons inclus ces mesures financières hors PCGR parce que la direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour en faire de même. 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, ces mesures 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 façon uniforme d'une période à l'autre. Des éléments d'ajustement particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

a) Résultat d'exploitation

Le résultat d'exploitation 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 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 2020, 31 décembre 2019 et 31 décembre 2018, un rapprochement entre le résultat d'exploitation 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 de chaque secteur et le résultat net à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion. Le résultat d'exploitation pour les trimestres clos les 31 décembre 2020 et 31 décembre 2019 fait l'objet d'un rapprochement avec le résultat net présenté ci-dessous.

b) Analyses de rapprochement du résultat d'exploitation

Tout au long du présent rapport de gestion, la Société présente des graphiques qui illustrent la variation du résultat d'exploitation 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 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 au produit d'assurance tient compte du produit d'assurance après impôt relatif aux actifs de la Société en Libye.
- 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, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

c) Rendement du capital investi (« RCI »)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance opérationnelle et l'efficacité du processus de répartition des investissements de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne, sur 12 mois, du solde du capital investi au début de la période de 12 mois et des soldes de fin de mois du capital investi durant le reste de la période de 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois sont présentés pour montrer la variation des éléments du calcul sur la période de 12 mois.

La Société procède à deux calculs du RCI, dont l'un tient compte de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi et l'autre, non. Le montant inscrit au titre des projets majeurs en cours inclut le cumul des dépenses en immobilisations et des intérêts incorporés à l'actif se rapportant aux projets majeurs qui en sont encore au stade de la construction ou qui sont sur le point d'atteindre le stade de la mise en service et aux actifs acquis qui sont encore en voie d'évaluation. La direction utilise le RCI, compte non tenu de l'incidence des projets majeurs en cours sur le capital investi, pour évaluer le rendement des actifs d'exploitation.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2020	2019	2018
Ajustements du résultat net				
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires		(4 319)	2 899	3 293
Plus les montants après impôt au titre des éléments suivants :				
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(286)	(590)	989
Charge d'intérêts nette		698	638	541
	A	(3 907)	2 947	4 823
Capital investi – début de la période de 12 mois				
Dette nette		16 010	15 129	12 907
Capitaux propres		42 042	44 005	45 383
		58 052	59 134	58 290
Capital investi – fin de la période de 12 mois				
Dette nette		19 814	16 010	15 129
Capitaux propres		35 757	42 042	44 005
		55 571	58 052	59 134
Capital moyen investi	B	56 239	60 402	60 347
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	(6,9)	4,9	8,0
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif				
	C	3 265	2 452	1 412
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%) ¹⁾	A/(B-C)	(7,4)	5,1	8,2

1) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de (3,0) % en 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 2,221 G\$ après impôt. Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de 8,6 % en 2019 compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt ni de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta.

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

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation 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 extracôtées 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		
	2020	2019	2018	2020	2019	2018	2020	2019	2018
Résultat net	(3 796)	(427)	945	(832)	1 005	807	866	3 000	3 154
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	6 430	8 170	4 024	2 147	1 505	967	867	823	684
Impôt sur le résultat différé	(797)	(1 565)	351	(321)	(215)	(112)	(24)	(49)	72
Charge de désactualisation	224	221	209	48	43	48	6	6	7
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	81	21	(59)	(17)	16	(89)	44	70	(32)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	(14)	(108)	—	(228)	91	(24)	(11)	(7)
Rémunération fondée sur des actions	(59)	16	(28)	(9)	—	(5)	(36)	3	(21)
Frais de prospection	—	—	—	80	66	11	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(212)	(413)	(428)	(7)	(32)	(23)	(12)	(19)	(17)
Autres	116	52	58	(35)	(17)	84	21	40	(42)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 986	6 061	4 964	1 054	2 143	1 779	1 708	3 863	3 798
(Augmentation) diminution 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			2020	Total 2019	2018
	2020	2019	2018			
Résultat net	(557)	(679)	(1 613)	(4 319)	2 899	3 293
Ajustements pour :						
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	82	74	63	9 526	10 572	5 738
Impôt sur le résultat différé	23	(89)	129	(1 119)	(1 918)	440
Charge de désactualisation	—	—	2	278	270	266
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(312)	(624)	1 090	(312)	(624)	1 090
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	—	—	1	108	107	(179)
(Profit) perte à la cession d'actifs	9	—	—	(16)	(253)	(24)
Rémunération fondée sur des actions	(134)	25	(63)	(238)	44	(117)
Frais de prospection	—	—	—	80	66	11
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	—	(1)	(231)	(464)	(469)
Autres	17	44	23	119	119	123
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	(872)	(1 249)	(369)	3 876	10 818	10 172
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie				(1 201)	(397)	408
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation				2 675	10 421	10 580

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, 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, 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 pour prendre d'autres décisions relatives à la répartition du capital. Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires pour les trois derniers exercices de Suncor.

(en millions de dollars)	2020	2019	2018
Fonds provenant de l'exploitation	3 876	10 818	10 172
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(4 104)	(5 904)	(5 740)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	(228)	4 914	4 432

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 46 M\$ en 2020, de 63 M\$ en 2019 et de 60 M\$ en 2018.

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 document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges de raffinage et de commercialisation 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 de la marge non liée au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société, de même que pour éliminer l'incidence des profits et des pertes liés aux activités commerciales et logistiques. 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 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)	2020	2019	2018
Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation			
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	4 029	7 008	7 122
Autres produits	48	75	68
Marge non liée au raffinage	(57)	(60)	48
Marges de raffinage et de commercialisation	4 020	7 023	7 238
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	158 991	173 705	169 138
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS ²⁾ (\$/b)	25,30	40,45	42,80
Ajustement au titre de la méthode DEPS	532	(628)	644
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS	4 552	6 395	7 882
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ²⁾ (\$/b)	28,65	36,80	46,60
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	1 892	2 173	2 043
Coûts non liés au raffinage	(1 018)	(1 246)	(1 142)
Charges d'exploitation de raffinage	874	927	901
Production des raffineries ¹⁾	158 991	173 705	169 138
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,50	5,35	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 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.

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) Rapprochement du résultat d'exploitation pour les quatre trimestres de 2020 et de 2019

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploitation et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Résultat net présenté	(293)	(2 682)	(379)	(162)	268	558	236	(49)	(168)	(2 335)
Dépréciation d'actifs	—	2 959	423	393	—	—	—	—	423	3 352
Provision au titre du projet d'oléoduc Keystone XL	142	—	—	—	—	—	—	—	142	—
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(539)	(235)	(539)	(235)
Résultat d'exploitation	(151)	277	44	231	268	558	(303)	(284)	(142)	782

j) Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation pour les quatre trimestres de 2020 et de 2019

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019	2020	2019
Résultat net	(293)	(2 682)	(379)	(162)	268	558	236	(49)	(168)	(2 335)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 058	5 081	835	803	207	211	20	18	2 120	6 113
Impôt sur le résultat différé	(154)	(890)	(160)	(112)	(53)	(7)	43	7	(324)	(1 002)
Charge de désactualisation	55	54	13	10	1	1	—	—	69	65
Profit de change latent sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(602)	(246)	(602)	(246)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	49	(20)	5	13	(9)	(6)	—	—	45	(13)
Perte (profit) à la cession d'actifs	1	(1)	—	—	(18)	(8)	9	—	(8)	(9)
Rémunération fondée sur des actions	25	22	3	2	15	11	52	28	95	63
Frais de prospection	—	—	—	27	—	—	—	—	—	27
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(41)	(128)	—	(16)	(7)	(7)	—	—	(48)	(151)
Autres	29	(31)	(5)	(10)	11	40	7	42	42	41
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	729	1 405	312	555	415	793	(235)	(200)	1 221	2 553
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(407)	(249)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									814	2 304

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e ou en Mpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ 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 kpi³e, Mpi³e, 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 kpi³ 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 ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
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, ainsi que toute politique à l'égard des restrictions commerciales actuelles, des mesures de confinement ou des interdictions visant les rassemblements; 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 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 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 la redistribution de trésorerie aux actionnaires;
- le fait que Suncor s'estime bien placée pour obtenir de bons résultats grâce à ses atouts concurrentiels, à sa bonne santé financière, à un ensemble d'actifs hautement performants et entièrement intégrés, à des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion parmi les plus importantes dans le secteur des sables pétrolifères 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 privilégient des projets et initiatives synonymes de valeur à long terme pour la Société grâce à la croissance des flux de trésorerie disponibles;
- l'avis de Suncor selon lequel la position régionale avantageuse de la Société dans le secteur des sables pétrolifères lui permet de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour créer des synergies entre les actifs;
- l'attente selon laquelle Suncor reprendra l'exploitation du projet Syncrude, ce qui lui permettra de tirer parti de la force collective de ses activités régionales, de réaliser des gains d'efficacité opérationnelle, d'améliorer les résultats et de dégager des synergies régionales grâce à l'intégration, ce qui l'aidera à atteindre ses cibles en matière de coûts et de productivité;
- 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;
- l'attente de Suncor selon laquelle la réduction des coûts et l'attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité l'aideront à tirer le maximum de valeur de ses activités et selon laquelle l'accélération de sa transformation numérique et la mise en œuvre de nouveaux processus et technologies numériques sont essentielles pour tirer parti de l'atteinte de ses objectifs de réduction de coûts en 2020;
- l'avis de Suncor selon lequel les investissements dans l'énergie à faibles émissions de carbone soutiendront sa croissance 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;
- le fait que Suncor maintiendra une stratégie de répartition du capital prudente et qu'elle prévoit de rembourser des emprunts de 1,0 G\$ à 1,5 G\$ et de racheter de 500 M\$ à 1,0 G\$ d'actions de la Société en 2021, selon les prix des marchandises actuels, ce qui lui permettra de dégager des flux de trésorerie et de renforcer la confiance en sa valeur intrinsèque;
- l'attente selon laquelle Suncor vendra sa participation dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour 325 M\$ US et une contrepartie éventuelle pouvant atteindre 50 M\$ US et qu'elle conclura l'accord de vente au plus tard au troisième trimestre de 2021 et que cette vente lui permettra d'affecter des ressources à ses actifs essentiels tout en maximisant les redistributions aux actionnaires;
- l'attente selon laquelle la production à Fort Hills reprendra à plein régime d'ici la fin de 2021;
- 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 de Suncor selon laquelle les soldes de l'impôt sur le résultat à recevoir seront reçus vers la fin de 2021;
- les attentes de Suncor à l'égard de ses investissements dans les nouvelles technologies et les énergies renouvelables, et notamment dans LanzaJet Inc. et Recyclage Carbone Varennes;
- la prévision selon laquelle la priorité de la Société en 2021 sur le plan de la gestion des coûts et de la gestion rigoureuse du capital consistera à poursuivre ses 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, qui accroîtront l'excellence opérationnelle et qui dégageront une valeur ajoutée et que, portée par sa transformation accélérée, la Société poursuivra ses efforts visant à alléger la structure de coût de ses activités tout en augmentant la productivité;

- *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 économique de grande valeur, à forte croissance économique et axés sur le développement durable et le progrès technologique;*
 - *l'attente de Suncor selon laquelle sa transformation numérique se traduira par des gains d'efficacité opérationnelle qui entraîneront des économies structurelles supplémentaires et l'attente selon laquelle la mise en œuvre de technologies numériques facilitera la transition vers le lieu de travail du futur, accroîtra l'excellence opérationnelle et dégagera une valeur ajoutée;*
 - *l'attente de Suncor selon laquelle la majeure partie des coûts de réparation associés à la reconstruction de l'installation d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères sera remboursée au moyen du produit de l'assurance attendu en 2021;*
 - *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, produira de l'électricité pour le réseau électrique de l'Alberta, devenant ainsi une autre source d'énergie à faible émissions de carbone offrant de la valeur à Suncor;*
 - *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 s'inscrit dans la stratégie de Suncor en matière de développement durable visant à réaliser des progrès importants vers l'atteinte de son objectif de réduction de l'intensité des émissions de GES de 30 % d'ici 2030;*
 - *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 selon lesquelles des initiatives telles que le déploiement du système de transport autonome et la structure de stockage aquatique permanente (conjuguées à l'avancement continu des technologies numériques) contribueront en partie à l'atteinte des objectifs de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles supplémentaires, les prévisions concernant le déploiement continu du système de transport autonome et les avantages attendus de celui-ci, l'opinion selon laquelle les coentrepreneurs du projet Syncrude se concentreront sur l'optimisation des transferts par le truchement des pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude, 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;*
 - *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 en 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, y compris l'attente selon laquelle les travaux de forage de développement et les travaux de mise en valeur exécutés en 2020 prolongeront la vie productive des champs existants, activités qui devraient se poursuivre en 2021, parallèlement aux travaux de forage de développement menés à Hebron, à Golden Eagle et à Oda et aux travaux de mise en valeur menés au projet de la phase 2 à Buzzard et au projet Fenja en Norvège;*
 - *l'attente selon laquelle une avenue économiquement viable permettant à Suncor de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire au projet de Terra Nova sera trouvée;*
 - *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 d'une durée de cinq ans portant sur l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères, les travaux de maintenance planifiés portant sur l'unité de valorisation 1 de ce secteur et les*

travaux de maintenance planifiés portant notamment sur la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude;

- les travaux de maintenance planifiés aux raffineries de Commerce City, 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 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 3,8 G\$ à 4,5 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 2021 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 2020 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.