



RAPPORT ANNUEL 2019

Suncor Énergie Inc.



TABLE DES MATIÈRES

- 1 Faits saillants de 2019
- 2 L'avantage Suncor
- 6 Message aux actionnaires
- 13 Perspectives de la société 2020
- 14 Mises en garde
- 18 Rapport de gestion
- 95 Responsabilité de la direction à l'égard de l'information financière
- 96 Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière
- 97 Rapport de l'auditeur indépendant
- 101 États financiers consolidés audités et notes annexes
- 153 Information supplémentaire concernant les finances et l'exploitation
- 178 Données sur la négociation des actions
- 179 Équipe de direction et membres du conseil

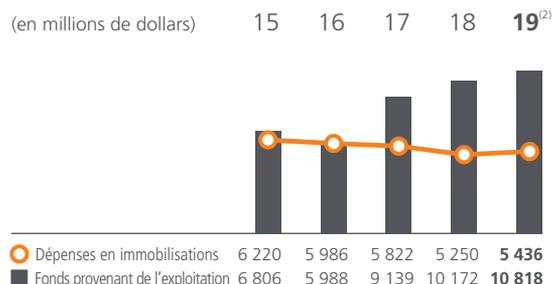
NOTRE RAISON D'ÊTRE

Fournir une source d'énergie digne de confiance qui améliore la qualité de vie des gens, tout en prenant soin les uns des autres et de la planète

FAITS SAILLANTS DE 2019

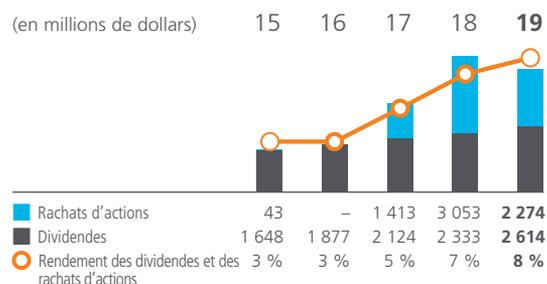
FONDS PROVENANT DE L'EXPLOITATION

10,8 MILLIARDS \$
fonds provenant de l'exploitation



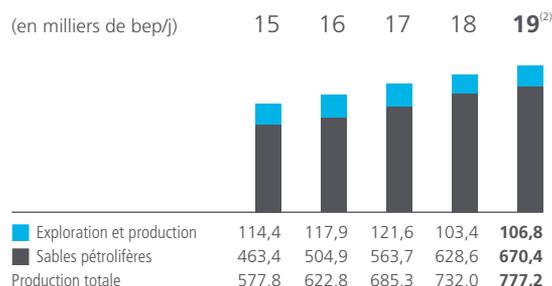
RENDEMENT POUR LES ACTIONNAIRES

4,9 MILLIARDS \$
redistribués aux actionnaires en
dividendes et rachats d'actions



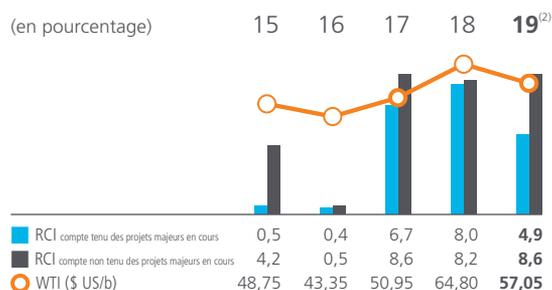
PRODUCTION

777 000 BARILS
équivalent pétrole par jour



RENDEMENT DU CAPITAL INVESTI

8,6 % RENDEMENT
du capital investi⁽¹⁾



(1) RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, des pertes de valeur importantes et, en 2019, des répercussions du produit d'impôt différé de 1,116 milliard de dollars lié au changement du taux d'imposition sur le revenu des sociétés en Alberta.

(2) Inclut l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta.

Le présent rapport annuel renferme des énoncés prospectifs reposant sur les attentes, les estimations, les projections et les hypothèses actuelles de Suncor ainsi que sur certaines mesures financières, à savoir, le résultat (perte) d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation, le rendement du capital investi (RCI), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les flux de fonds disponibles et les flux de fonds disponibles discrétionnaires, qui ne sont généralement pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (PCGR). Se reporter à la rubrique Mises en garde de ce rapport annuel et du rapport de gestion de Suncor daté du 26 février 2020.

L'AVANTAGE SUNCOR



Taimoor et Alex sur une plateforme à l'usine de base des Sables pétrolifères

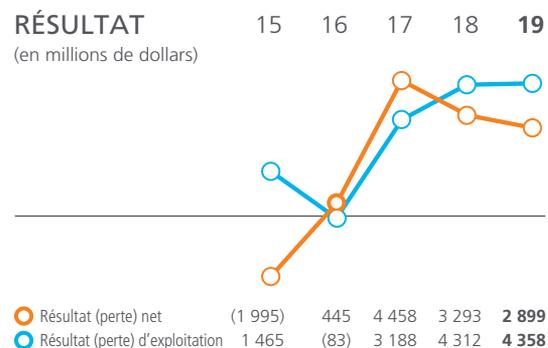
La base d'actifs à faible déclin et à longue durée de vie, le bilan solide et le modèle intégré de Suncor ainsi que nos interactions avec le consommateur final par le biais de notre réseau des ventes au détail nous distinguent de nos pairs. À ces avantages s'ajoute notre approche bien établie à l'égard du développement durable, de l'excellence opérationnelle, de la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations, de la technologie et de l'innovation. Notre stratégie s'appuie sur ces différenciateurs et constitue le fondement de notre participation à la transition énergétique évolutive tout en faisant augmenter les flux de trésorerie et en continuant d'offrir un rendement à long terme aux actionnaires.

CAPACITÉ FINANCIÈRE

Notre accent sur l'excellence opérationnelle, notre engagement envers la gestion rigoureuse des dépenses en immobilisations et nos investissements dans des projets de grande valeur témoignent de notre capacité à constamment générer des flux de trésorerie dans une grande variété d'environnements commerciaux. En 2019, nous avons augmenté nos fonds provenant de l'exploitation à un montant record de 10,8 milliards de dollars, duquel nous avons

retourné 45 pour cent aux actionnaires par le biais de rachats d'actions et de dividendes. Depuis mai 2017, nous avons racheté plus de 9 pour cent de nos actions ordinaires en circulation et 2019 a marqué la 17^e année consécutive de croissance de notre dividende annuel, démontrant la confiance en notre capacité à générer des flux de trésorerie et notre engagement à les redistribuer à nos actionnaires.

Notre bilan solide constitue le fondement qui nous permet d'augmenter le rendement et la valeur pour les actionnaires à long terme, porté par notre objectif d'accroître les flux de trésorerie disponibles annuellement de 2 milliards de dollars d'ici 2023

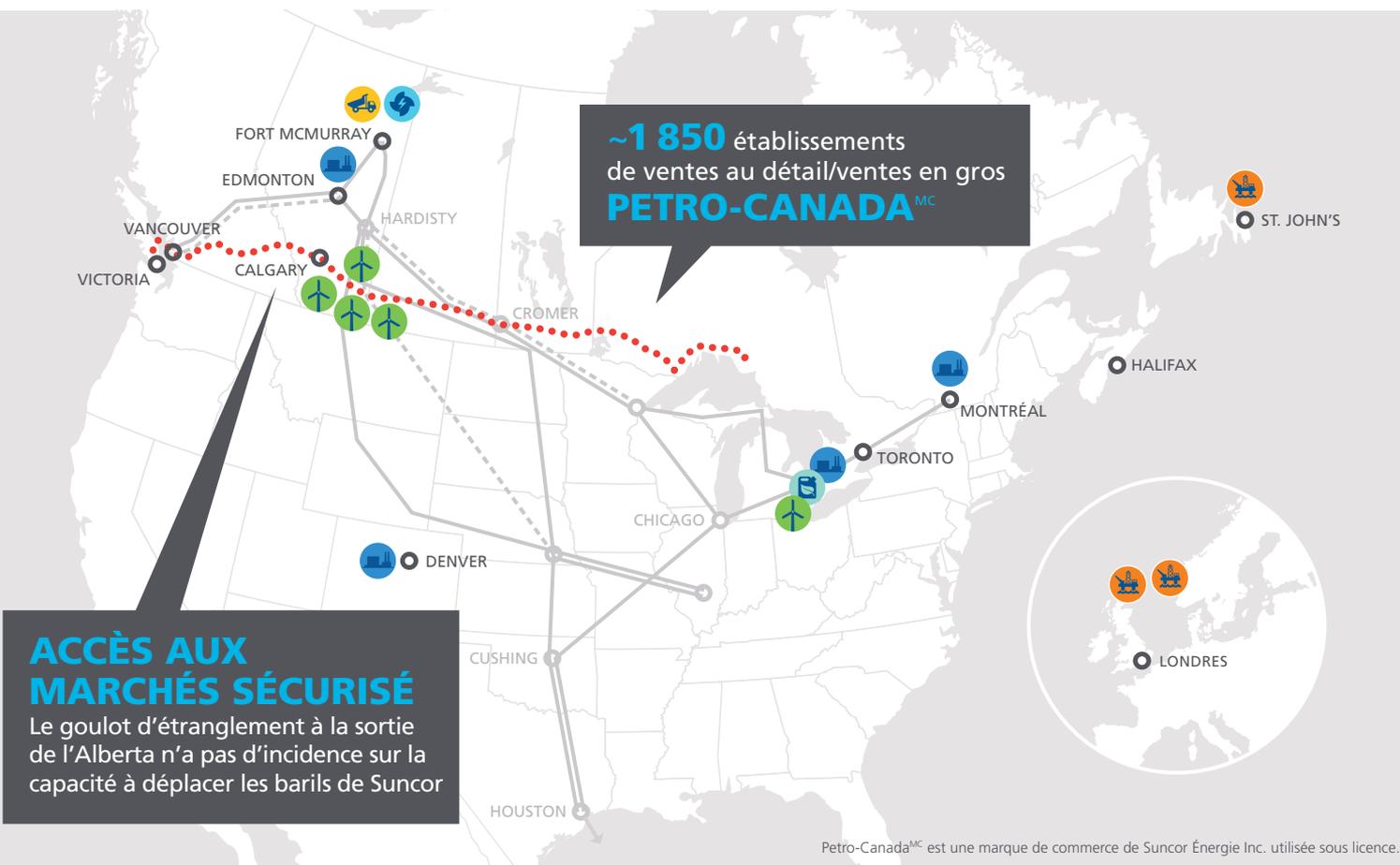
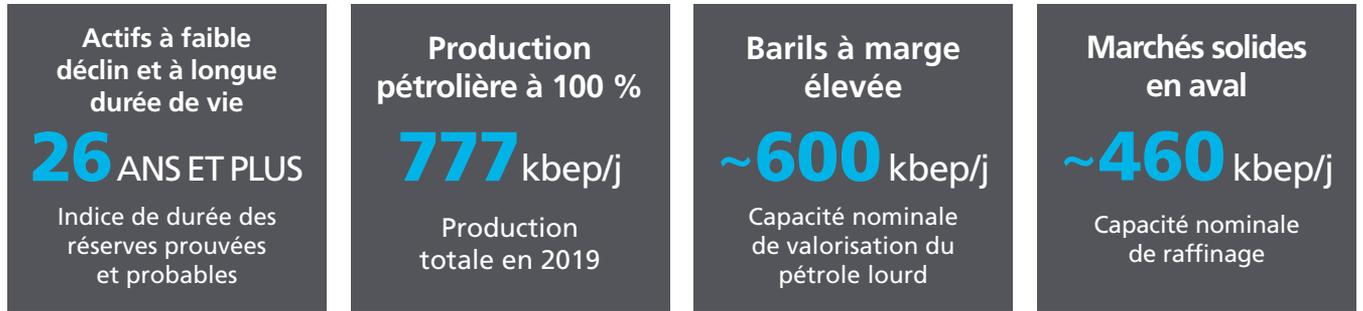


UN MODÈLE INTÉGRÉ ÉPROUVÉ

Du gisement à la station-service, nous optimisons les profits à chaque maillon de la chaîne de valeur. Notre accent sur l'excellence opérationnelle nous permet de réaliser la pleine valeur de nos réserves et grâce à notre modèle intégré, nous tirons le maximum de valeur dans des conditions de marché très variées. Notre réseau d'actifs intermédiaires et de marketing nous permet de réaliser cette intégration et d'obtenir un prix à l'échelle mondiale pour la majorité de notre production en amont et nos produits raffinés. Notre exposition aux écarts de prix du

pétrole lourd est atténuée grâce à l'avantage que représentent la flexibilité de notre base d'actifs et l'accès aux marchés.

En 2019, Suncor a été en mesure de tirer parti de la flexibilité de ses actifs pour maximiser la valeur des barils alloués aux termes du programme de réduction obligatoire de la production du gouvernement de l'Alberta, en optimisant la production de pétrole brut synthétique à plus haute valeur et en transférant des crédits entre les actifs de la Société.



Petro-Canada^{MC} est une marque de commerce de Suncor Énergie Inc. utilisée sous licence.

- EXPLOITATION MINIÈRE, IN SITU ET VALORISATION
- ACTIVITÉS EXTRACÔTIÈRES
- RAFFINERIE
- COGÉNÉRATION
- PROJET ÉOLIEN
- RÉSEAU DE BORNES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES DE PETRO-CANADA^{MC}
- BIOCARBURANTS



Selon nous, la technologie et les idées novatrices sont essentielles pour assurer notre résilience dans un avenir sobre en carbone

DÉVELOPPEMENT DURABLE

Le développement durable, c'est voir l'ensemble d'un œil responsable et collaborer pour accroître les retombées sociales et économiques tout en s'efforçant de minimiser les impacts environnementaux de la mise en valeur des ressources.

ENVIRONNEMENT

Le système énergétique effectue une transformation vers une économie sobre en carbone et nous croyons que Suncor a un rôle important à jouer dans cette transition. Grâce à la nouvelle technologie, des investissements dans une énergie et des carburants sobres en carbone et l'amélioration de l'efficacité énergétique, nous prévoyons réduire l'intensité de nos émissions de gaz à effet de serre (GES) de 30 pour cent d'ici 2030. Nous avons contribué à l'atteinte de cet objectif en réduisant l'intensité de nos émissions de GES d'environ 10 pour cent depuis 2014. Nous prévoyons continuer de réduire l'intensité des émissions grâce à des projets comme celui du parc éolien Forty Mile et à notre décision de remplacer les chaudières à coke de pétrole à l'usine de base des Sables pétrolifères par des unités de cogénération, pour fournir la vapeur nécessaire à nos activités. Ensemble, la capacité nominale de ces projets devrait générer 1 000 mégawatts d'électricité sans émission de carbone et sobre en carbone, respectivement, que nous prévoyons envoyer au réseau électrique de l'Alberta. Par le biais de l'innovation continue, d'investissements durables et de solutions collaboratives, nous nous engageons à réduire notre empreinte environnementale.

SOCIAL

Nous voulons améliorer la qualité de vie des gens en fournissant une énergie stable et fiable, et en étant un citoyen responsable. Notre investissement et notre engagement continus dans la collectivité demeurent une grande priorité et sont indispensables à notre réussite. Nous avons poursuivi notre partenariat fructueux dans le cadre du projet d'agrandissement du Parc de stockage Est avec nos partenaires, la Première Nation de Fort McKay et la Première Nation crie Mikisew. Leur investissement de 503 millions de dollars constitue le plus important investissement des communautés autochtones au Canada dans le secteur de l'énergie. Aussi, en 2019, le nombre d'établissements de ventes au détail Petro-Canada^{MC} appartenant à une Première Nation a atteint 39 établissements au Canada, une démonstration d'une collaboration continue et en croissance.

GOVERNANCE

Grâce à une bonne gouvernance et un leadership engagé, nous avons établi les bases solides d'un développement énergétique résilient et durable. La solide structure de gouvernance de Suncor comprend notre conseil d'administration et ses comités, ainsi que notre équipe de la haute direction, dont la rémunération est déterminée en fonction du rendement de la Société lié à des initiatives sur le plan environnemental, social et de la gouvernance. Les responsabilités du conseil incluent notamment la gouvernance, la planification stratégique et la gérance de Suncor, y compris la détermination et l'atténuation des principaux risques comme celui lié au carbone. La Société a un conseil d'administration diversifié et expérimenté qui compte une présence autochtone depuis vingt ans, ainsi que 40 pour cent de femmes.

L'équipe de la haute direction inclut également le chef du développement durable, ce qui souligne l'importance que Suncor accorde à cet aspect évolutif dans notre industrie et appuie notre tradition de publication de données et d'orientation sur le développement durable depuis 25 ans.

OBJECTIF EN MATIÈRE DE GES

Réduire l'intensité des émissions de 30 % d'ici 2030

~10 % de réduction de l'intensité des émissions de GES depuis 2014
10 % additionnels approuvés

Photo : Éolienne à nos activités de Chin Chute près de Taber, en Alberta

Petro-Canada^{MC} est une marque de commerce de Suncor Énergie Inc. utilisée sous licence.
Transcanadienne électrique^{MC} est une marque de commerce de Suncor Énergie Inc. utilisée sous licence.



Hiram surveille de près la salle de contrôle à l'usine de base des Sables pétroliers

ACCENT SUR LA TECHNOLOGIE ET L'INNOVATION

La technologie et l'innovation sont essentielles à l'atteinte de nos objectifs d'ordre économique, opérationnel, environnemental et social. Nous continuons d'accélérer notre transformation numérique dans des domaines comme les analyses de données améliorées, les drones et la technologie de télédétection ainsi que l'automatisation afin d'améliorer la sécurité, la productivité, la fiabilité et la performance environnementale de nos activités. Les technologies d'extraction de prochaine génération, l'investissement dans des sociétés de capital-risque dans le secteur des technologies propres et les carburants de pointe sobres en carbone ne sont que quelques exemples de notre progression dans le secteur de la technologie et de l'innovation. En 2019, nous avons terminé la construction de la Transcanadienne électrique^{MC} qui regroupe des établissements d'un océan à l'autre, une première au Canada, démontrant notre participation active à la transition énergétique évolutive.

830 MILLIONS \$
investis dans le
développement et la mise
en œuvre de la technologie
en 2019, y compris la
transformation numérique



Station Petro-Canada^{MC} avec bornes de recharge pour véhicules électriques à Milton, en Ontario

UNE SOURCE D'ÉNERGIE DIGNE DE CONFIANCE POUR L'AVENIR



MESSAGE AUX ACTIONNAIRES

Mark Little

Président et chef de la direction

L'industrie énergétique a continué de traverser des périodes tumultueuses en 2019 avec des questions à propos du rôle des combustibles fossiles pour répondre aux besoins énergétiques mondiaux au cours du présent siècle. Chose certaine, le Canada possède une ressource stratégique considérable dans les sables pétrolifères, qui continueront de jouer un rôle important dans le panier énergétique pour les années à venir. Il est également certain que, collectivement, nous devons rapidement réduire l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (GES). Suncor a pris des mesures stratégiques significatives en 2019 pour atténuer ces préoccupations, contribuer à façonner l'avenir de l'approvisionnement énergétique et faire partie de la solution pour réduire les émissions de GES. Appuyés par des investissements dans la technologie et l'innovation, nous nous sommes approchés de nos objectifs globaux en matière d'économie et d'environnement qui représentent une augmentation des flux de fonds disponibles annuels de 2 milliards de dollars d'ici 2023 et une réduction de 30 pour cent de l'intensité des émissions de GES d'ici 2030.

Notre secteur intégré des sables pétrolifères a continué d'être un contributeur essentiel à notre forte génération de trésorerie de plus de 10 milliards de dollars en fonds provenant de l'exploitation pour la deuxième année consécutive, ce qui a permis un investissement continu dans notre avenir en dépit d'une conjoncture extrêmement difficile. Nous étions, et continuons d'être, bien positionnés malgré la volatilité persistante des prix des marchandises et des produits raffinés, ainsi que les réductions obligatoires de la production imposées dans la province de l'Alberta. Grâce à notre modèle d'affaires intégré – qui encore une fois s'est avéré un avantage concurrentiel – nous avons été en mesure de mettre l'accent sur la valeur plutôt que sur le volume afin de maximiser les rendements et de tirer parti de notre production dans le secteur des sables pétrolifères grâce à nos actifs de valorisation, de raffinage et de commercialisation afin de réaliser la plus grande valeur possible pour nos barils produits. Notre capacité pipelinrière définie par un engagement ferme allié à notre capacité ferroviaire additionnelle nous ont permis d'acheminer ces barils vers les marchés où ils ont pu capturer les prix fondés sur le marché mondial, optimisant la valeur des barils que nous produisons.

1,4 MILLIARD \$
investissement dans une
nouvelle installation de
cogénération

Un investissement de 1,4 milliard de dollars dans une nouvelle installation de cogénération à notre usine de base des Sables pétrolifères permettra de remplacer les chaudières à coke par des unités de cogénération au gaz naturel modernes et hautement efficaces. Cet investissement, qui devrait garantir la fiabilité de la production de vapeur et le retour de 800 mégawatts (MW) d'électricité plus sobre en carbone produite à partir du gaz naturel dans le réseau de l'Alberta, fera de Suncor non

seulement le troisième plus grand producteur d'électricité de la province, mais permettra également de réduire les émissions de GES de l'Alberta d'environ 2,5 mégatonnes par année – ce qui équivaut à retirer 550 000 voitures de la route.

Nous avons également approuvé le projet de parc éolien Forty Mile dans le sud de l'Alberta, et débuté sa construction. Il s'agit d'un projet d'énergie renouvelable de 200 MW qui représente des dépenses en immobilisation totales prévues de 300 millions de dollars. Le projet Forty Mile, dont la mise en service commerciale est prévue pour la fin de 2021, devrait générer des retombées économiques durables à deux chiffres grâce à la production d'électricité sans émission de carbone tout en conservant des crédits carbone pour compenser les coûts dans d'autres secteurs de Suncor.

Ces mesures témoignent de notre engagement envers nos actionnaires et l'environnement et expliquent en partie pourquoi j'envisage l'avenir avec confiance et optimisme. Que ce soit en travaillant continuellement à améliorer la performance de nos principaux secteurs, en contribuant aux efforts de réduction des émissions à l'échelle de la planète, en proposant aux

consommateurs des options permettant de réduire leur empreinte ou en investissant dans des sources d'énergie futures grâce à la technologie et aux idées novatrices, nous continuons de prendre des mesures qui correspondent à notre raison d'être : Fournir une source d'énergie digne de confiance qui améliore la qualité de vie des gens, tout en prenant soin les uns des autres et de la planète.

NOTRE RAISON D'ÊTRE

Fournir une source d'énergie digne de confiance qui améliore la qualité de vie des gens, tout en prenant soin les uns des autres et de la planète

LA CROISSANCE EN PÉRIODE DE RÉDUCTION : UNE BASE D'ACTIFS ÉTENDUE ET SOUPLE CRÉE DES OCCASIONS

En 2019, nous avons généré des fonds provenant de l'exploitation records de 10,8 milliards de dollars et un résultat d'exploitation de 4,4 milliards de dollars. Notre secteur des sables pétrolifères a enregistré des fonds provenant de l'exploitation records de 6,1 milliards de dollars attribuables à une production record de pétrole brut synthétique à Syncrude et à une forte production à Fort Hills au cours de sa première année complète d'exploitation. De plus, Syncrude a enregistré la deuxième meilleure année de production de son histoire. Ces résultats représentent une croissance des fonds provenant de l'exploitation de 6,4 pour cent par rapport à 2018, malgré l'incidence des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta.

Même si nous sommes fondamentalement opposés aux mesures d'intervention sur les marchés, les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta ont permis à Suncor de démontrer l'étendue et la souplesse de sa base d'actifs ainsi que la solidité de son modèle d'affaires : grâce à l'intégration de la chaîne de valeur, nous générons une valeur plus élevée par baril, ce qui nous permet de réussir dans diverses conditions de marché. En 2019, nous avons démontré la valeur de l'intégration et de la souplesse de nos actifs en mettant l'accent sur la valeur plutôt que sur le volume, optimisant notre gamme de produits et transférant des allocations de production entre nos actifs afin de contrebalancer les impacts des réductions obligatoires imposées sur la production. Cet avantage concurrentiel unique signifie que nous sommes en mesure de réaliser la plus grande valeur possible pour nos barils produits – en mettant l'accent sur la production de pétrole brut synthétique d'une valeur plus élevée et à coût

supérieur plutôt que de miser sur des barils de bitume à marge plus faible et à moindre coût pour maximiser les rendements.

L'excellence opérationnelle continue et la fiabilité solide de nos raffineries, qui ont affiché des taux d'utilisation moyens de 95 pour cent en 2019, sont la preuve que les activités du secteur Aval de Suncor demeurent le fondement stable de sa performance globale. Avec une production moyenne de pétrole brut de 438 900 barils/jour (b/j) et des ventes de produits raffinés de 539 400 b/j pendant l'année, une hausse de 1,9 pour cent et de 2,3 pour cent, respectivement, par rapport à l'année précédente, notre secteur Aval continue d'établir de nouveaux records – notamment avec des fonds provenant de l'exploitation records de 3,9 milliards de dollars – et de réaliser des gains année après année en matière d'efficacité et de rentabilité.

Dans le secteur Exploration et production (E et P), l'accroissement continu de la production à Hebron ainsi que l'investissement soutenu dans la mise en valeur de champs situés à proximité d'actifs existants nous placent en bonne position pour l'avenir. Ces actifs extracôtiers, disposant d'accès aux côtes, nous permettent de bénéficier de prix basés sur les cours mondiaux et d'un portefeuille diversifié. En 2019, Hebron a atteint la capacité nominale plus tôt que prévu, l'ensemble des activités ont repris à White Rose et nous avons mené avec succès des activités de maintenance planifiées à Terra Nova. Nous avons aussi approuvé le projet de prolongement de la durée de vie des actifs de Terra Nova, ce qui devrait allonger la vie utile de Terra Nova d'environ une décennie. Ce projet devrait permettre à l'installation de produire 80 millions de barils de pétrole additionnels à partir du champ Terra Nova.



REDISTRIBUER LA VALEUR AUX ACTIONNAIRES

La nature résiliente de nos flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, combinée à une gestion rigoureuse du capital, a permis de redistribuer 4,9 milliards de dollars aux actionnaires sous forme de dividendes et de rachat d'actions en 2019. En fait, 2019 marque la 17^e année consécutive de croissance de notre dividende, avec une hausse du dividende de 17 pour cent pour atteindre 0,42 \$ par action. Nous avons aussi racheté pour 2,3 milliards de dollars d'actions ordinaires, ce qui représente 3,6 pour cent du total des actions ordinaires

en circulation et remboursé une dette de 425 millions de dollars. Depuis la reprise du programme de rachat d'actions en mai 2017, Suncor a racheté environ 6,7 milliards de dollars ou 153 millions d'actions soit plus de 9 pour cent du total de nos actions ordinaires en circulation.

La croissance de notre dividende, le programme de rachat d'actions et le remboursement de la dette témoignent de notre discipline soutenue en matière d'affectation du capital et de notre capacité de générer des flux de trésorerie disponibles – attribuable à notre modèle intégré – dans diverses conditions du marché.

PLUS FORTS ENSEMBLE : ACTION COLLECTIVE POUR UN NOUVEL AVENIR ÉNERGÉTIQUE

En parlant d'intégration, en août dernier, nous avons souligné le 10^e anniversaire de Suncor en tant que plus importante société énergétique intégrée du Canada à la suite de la fusion de Suncor et Petro-Canada^{MC}. La collaboration et l'intégration demeurent au cœur de nos activités à ce jour alors que nous cherchons constamment de nouvelles façons d'établir des partenariats pour faire progresser la transformation du système énergétique.

ACCROÎTRE LES POSSIBILITÉS DE PARTICIPATION

Un des domaines de collaboration dont je suis le plus fier est le travail que nous accomplissons auprès des communautés autochtones. À Suncor et à titre de premier coprésident de l'Aboriginal Procurement Champions Initiative du Conseil canadien pour le commerce autochtone, je nous mets constamment au défi de trouver des façons utiles, créatives et progressistes d'établir des partenariats. Notre engagement auprès de Kiya Maka Consultants de Mississauga pour les essais de logiciels est un bon exemple de notre engagement envers les entreprises autochtones au pays visant à accroître les occasions et à rehausser la compétitivité des entreprises autochtones, en allant bien au-delà du modèle traditionnel d'offre de service et de maintenance.

Des ententes commerciales novatrices comme des occasions de participation au capital dans des projets de développement prévus, sont essentielles, car elles fournissent des flux de trésorerie durables aux communautés autochtones afin de leur permettre de prendre des décisions à long terme et d'avoir accès à des ressources en matière d'éducation, de soins de santé, d'infrastructure et plus encore. Ces ententes, comme dans le cas de notre coentreprise avec la Première Nation de Fort McKay et la Première Nation crie Mikisew dans le Projet d'agrandissement du Parc de stockage Est, nécessitent un respect mutuel et un investissement de temps et d'énergie afin d'écouter et d'apprendre les uns des autres et de bâtir des relations de confiance.

En 2019, Suncor a dépensé 826 millions de dollars pour l'achat de biens et de services auprès d'entreprises et de fournisseurs autochtones. Cela représente 8 pour cent du total des dépenses de la chaîne d'approvisionnement de notre entreprise. Nous avons aussi accru le nombre de stations-service Petro-Canada^{MC} exploitées par les Premières Nations. Notre première station-service Petro-Canada^{MC} exploitée par une Première Nation a ouvert ses portes en 2000 en Saskatchewan; aujourd'hui, on compte 39 stations-service Petro-Canada^{MC} exploitées par les Premières Nations au pays.

826 MILLIONS \$

dépensés auprès d'entreprises et de fournisseurs autochtones, soit 8 % du total des dépenses de la chaîne d'approvisionnement de notre entreprise



Une participante à notre événement annuel Inspire à l'intention des jeunes Autochtones qui s'est déroulé à Calgary



« La transition du système énergétique sollicitera chacun de nous – fournisseurs, consommateurs, pairs de l’industrie et gouvernements – pour apporter des changements qui permettront au Canada de réussir dans un environnement sobre en carbone

LA TRANSITION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

En plus d’accroître les possibilités pour les communautés autochtones, la transition du système énergétique sollicitera chacun de nous – fournisseurs, consommateurs, pairs de l’industrie et gouvernements – pour apporter des changements qui permettront au Canada de réussir dans un environnement sobre en carbone.

Comme notre entreprise touche plusieurs aspects de l’économie au Canada, Suncor est dans une position privilégiée pour exercer une influence à tous les niveaux de la chaîne de valeur. L’installation d’un réseau pancanadien de plus de 50 bornes de recharge rapide pour véhicules électriques dans des stations-service Petro-Canada^{MC} est l’une des façons d’y arriver. Ces stations sont situées à moins de 250 kilomètres l’une de l’autre afin d’assurer l’accessibilité d’une borne de recharge pour véhicules électriques sur la Transcanadienne électrique^{MC}, éliminant l’un des principaux obstacles à l’adoption d’un véhicule électrique. Nous savons que nos clients veulent avoir accès à des solutions pour réduire leur empreinte carbone et la Transcanadienne électrique^{MC} est l’une des façons qui permettent à Suncor, par le biais de sa marque Petro-Canada^{MC}, de soutenir la réduction des émissions en offrant aux Canadiens différents choix pour répondre à leurs besoins énergétiques.

Suncor apporte aussi des changements, en investissant dans les nouvelles technologies et l’énergie renouvelable qui permettent de réduire ses émissions, fournissent des sources d’électricité durable et contribuent à l’atteinte de son objectif en matière de développement durable qui vise à réduire l’intensité de ses émissions de GES de 30 pour cent d’ici 2030. Notre investissement dans l’électricité sobre en carbone, comme notre installation de cogénération à l’usine de base des Sables pétrolifères et le projet de parc éolien Forty Mile, devrait nous faire progresser environ du tiers par rapport aux résultats attendus pour atteindre nos cibles de réduction de l’intensité de nos émissions de GES. Avec un autre tiers ou une réduction de 10 pour cent de l’intensité des émissions déjà enregistrée depuis 2014, d’ici 2023, nous devrions atteindre une réduction de 20 pour cent – deux tiers de notre objectif de réduction de l’intensité de nos émissions de 30 pour cent. Voici d’autres investissements et mesures stratégiques qui ont contribué à nos

efforts de réduction de l’intensité de nos émissions de GES en 2019 :

- Une participation au capital de 73 millions de dollars dans l’entreprise québécoise, Enerkem Inc., un fabricant de biocarburants qui transforme les déchets domestiques en méthanol, en éthanol et en d’autres produits chimiques très utilisés, ce qui contribue au mouvement vers des combustibles sobres en carbone. Nous avons aussi détaché certains experts de l’équipe de Suncor pour soutenir les activités de l’usine d’Enerkem à Edmonton.
- Des projets d’efficacité énergétique et d’amélioration continue, notamment de nouveaux tableaux de bord pour la gestion du rendement de l’exploitation de Firebag pour mesurer, examiner et prendre des décisions en temps réel afin d’améliorer la fiabilité et de réduire l’intensité énergétique ainsi que les coûts et les émissions de GES.
- L’élaboration et le déploiement de nouvelles technologies effectués en tant que membre fondateur du Clean Resource Innovation Network (CRIN), qui facilite l’établissement de liens entre l’industrie énergétique, les innovateurs, les investisseurs, les incubateurs, les décideurs, les chercheurs et les étudiants pour faire progresser les technologies pour la production d’hydrocarbures propres visant l’ensemble de la chaîne de valeur, de la source au consommateur final.

Lancement du premier réseau pancanadien de bornes de recharge rapide pour véhicules électriques



Nous continuerons à mettre l'accent sur des projets à rendement élevé qui sont en grande partie indépendants des contraintes liées aux pipelines et à la volatilité du prix des produits

Le grand nombre de projets d'innovation directement et indirectement soutenus par Suncor continue de croître et en 2019, nous avons dépensé 830 millions de dollars dans le développement et le déploiement de la technologie, dont 263 millions de dollars dans la transformation numérique. Certaines de ces initiatives ont contribué à réduire l'intensité de nos propres émissions de GES tandis que d'autres devraient contribuer à réduire l'intensité énergétique globale du réseau électrique de l'Alberta ou l'énergie requise pour raffiner

nos produits ailleurs en Amérique du Nord. Nous continuons de produire des rapports et de faire le suivi de nos progrès annuels, car nous savons que la transparence et la divulgation d'information sont importantes aux yeux de nos actionnaires et de plusieurs autres intervenants. Cette année, je suis fier de pouvoir dire que nous nous appuyons sur un quart de siècle de communication de données sur le développement durable en publiant notre 25^e Rapport sur le développement durable et notre troisième Rapport climat : risque et résilience.

DISCIPLINE OPÉRATIONNELLE : AUGMENTATION DE LA FIABILITÉ, RÉALISATION DE GAINS D'EFFICIENCE

En plus de réduire l'intensité carbonique de nos activités, nous avons aussi été en mesure de réaliser des gains d'efficacité dans tous les aspects de nos activités. Puisque les risques et les coûts liés à l'exploration sont minimes dans notre secteur des sables pétrolifères, nous pouvons consacrer nos efforts et nos ressources à l'amélioration de la fiabilité de nos actifs et à la réduction des charges d'exploitation décaissées par baril pour favoriser les rendements tout en améliorant continuellement notre performance sur le plan environnemental et social.

La fiabilité accrue dans l'ensemble du secteur des sables pétrolifères a été un facteur clé du succès de la croissance de la production en 2019, avec une utilisation moyenne de l'unité de valorisation à Syncrude de 85 pour cent, malgré les réductions de la production. Nous disposons d'un plan pluriannuel pour faire croître la fiabilité de Syncrude à plus de 90 pour cent. Pour ce faire, nous nous appuyons sur l'expérience de Suncor dans l'exploitation des sables pétrolifères, dont l'unité de valorisation a de nouveau atteint une utilisation de 90 pour cent. Nous continuons aussi d'investir dans des initiatives stratégiques qui favorisent l'amélioration continue dans l'ensemble de nos activités et l'apport de changements progressifs dans le cadre de processus existants comme l'optimisation de la chaîne de valeur pour l'approvisionnement et les échanges. Nous investissons aussi dans d'autres projets d'optimisation et d'automatisation des activités minières et de valorisation par le biais de la mise en œuvre de systèmes de transport autonome; le déploiement de ces systèmes est maintenant terminé à la mine Steepbank et il devrait se

terminer en 2020 à Fort Hills. Des pipelines bidirectionnels planifiés reliant notre usine de base des Sables pétrolifères et Syncrude (achèvement prévu dans la deuxième moitié de 2020) devraient aussi permettre d'accroître la fiabilité et les taux d'utilisation.

Nous continuons de cibler des réductions de coûts dans l'ensemble de nos activités, sans compromettre notre principale valeur qu'est la sécurité. Les occasions de réduire les risques pour la sécurité sont toujours une priorité et l'exploitation des technologies numériques comme la robotique, l'intelligence artificielle et les technologies de télédétection (comme les drones et les appareils sans fil pour les employés) fournissent des solutions rapides, sûres et efficaces.

Production de brut
synthétique record de
485,6 kb/j
dans nos actifs des Sables
pétrolifères

PERSPECTIVES DE 2020 ET AU-DELÀ : CROISSANCE RENTABLE DES FLUX DE TRÉSORERIE À UN CÔÛT EN CAPITAL MOINDRE

Comme ses grands projets d'investissement sont maintenant derrière elle, à moyen terme, Suncor vise une croissance rentable à coût en capital moindre. Puisque de nombreuses occasions de croissance de production à long terme existent dans notre portefeuille, nous visons actuellement l'amélioration des flux de fonds disponibles supplémentaires en générant des rendements à partir de nos actifs existants et en tirant parti, sans augmenter la production de façon considérable, ce qui pourrait nécessiter d'importants investissements. Notre objectif est d'accroître les flux de fonds disponibles annuels de 2 milliards de dollars d'ici 2023. Soixante-quinze pour cent de cet objectif est en cours d'exécution dans le cadre de projets approuvés, plusieurs de ceux-ci n'étant pas touchés par les conditions du marché du brut – comme la cogénération à notre usine de base des Sables pétrolifères. Nous prévoyons que le reste de la cible proviendra des initiatives de désengorgement et d'une meilleure utilisation de la technologie et des données pour améliorer la performance, la fiabilité et l'excellence opérationnelle.

Nous continuerons de mettre l'accent sur la valeur plutôt que sur le volume, en investissant dans des projets à rendement élevé qui sont en grande partie indépendants des contraintes liées aux pipelines et à la volatilité du prix des produits – en favorisant la création de valeur à long terme, en augmentant le rendement pour les actionnaires et en réduisant l'intensité carbonique de notre production.

Même si des incertitudes demeurent à propos de l'incidence et de la durée de l'imposition des réductions obligatoires de la production du gouvernement de l'Alberta, ces réductions ont été prises en compte dans les prévisions de la production de Suncor pour 2020 tout comme l'utilisation d'allocations de production spéciales du brut expédié par rail.

« En tirant parti de sa tradition séculaire en tant que contributrice à la solution énergétique au Canada et à travers le monde, Suncor a la stature, la solidité financière et l'expertise pour diriger la transformation du secteur énergétique au Canada

Randy et Chris montent l'escalier d'un réservoir de stockage à notre raffinerie d'Edmonton

SUNCOR 4.0 : UNE MEILLEURE SOURCE D'ÉNERGIE AUJOURD'HUI ET UNE SOURCE D'ÉNERGIE ADAPTÉE POUR DEMAIN

En tirant parti de sa tradition séculaire en tant que contributrice à la solution énergétique au Canada et ailleurs dans le monde, Suncor a la stature, la solidité financière et l'expertise pour diriger la transformation du secteur énergétique au Canada. Notre propre parcours est axé sur la transformation continue – qu'il s'agisse du remplacement des excavateurs à roue-pelle par des camions dans les mines du secteur des sables pétrolifères, de la mise en œuvre des projets in situ ou de la progression de la remise en état des bassins de résidus. En tant qu'entreprise, nous sommes passés de Suncor 1.0 (comment extraire le bitume du sol), à Suncor 2.0 (le faire de façon rentable), à Suncor 3.0 (la fusion avec Petro-Canada^{MC} pour créer un modèle d'intégration et une occasion de retirer de la valeur à chaque étape de la chaîne de valeur).

Notre prochaine phase est Suncor 4.0 : être une entreprise motivée par un objectif, exploiter le plein potentiel de nos employés en jouant un rôle de chef de file dans le développement durable et la transformation du système énergétique, et mettre à profit l'innovation tout en utilisant la technologie numérique et les données pour améliorer notre entreprise.

Ce que j'ai été en mesure de constater depuis les 11 dernières années au sein de l'entreprise et au cours de ma première année comme président et chef de la direction me dit que notre raison

d'être – fournir une source d'énergie digne de confiance qui améliore la qualité de vie des gens, tout en prenant soin les uns des autres et de la planète – est à notre portée. Je remercie le conseil d'administration de Suncor, nos actionnaires et nos groupes d'intérêt pour la confiance et le soutien continu. Et je tiens aussi à dire à nos quelque 13 000 employés au Canada et à l'étranger que leur esprit vif, leur curiosité et leur volonté d'essayer de nouvelles façons de faire nous permettent de rendre à peu près tout possible en abordant ensemble l'ère énergétique en pleine évolution pour fournir l'énergie dont notre monde a besoin – avec cœur et intégrité. À l'aube d'une nouvelle décennie, je suis confiant et optimiste à l'égard de ce que nous accomplissons.



Mark Little
Président et chef de la direction

PERSPECTIVES DE LA SOCIÉTÉ 2020

Le tableau ci-dessous résume les prévisions tirées des perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice 2020 et les résultats réels pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Pour plus d'information au sujet des perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice 2020, notamment sur les hypothèses, visiter www.suncor.com/fr/guidance. Voir aussi la rubrique Mises en garde du présent rapport annuel.

	Prévisions pour l'exercice 2019 complet 30 octobre 2019	Exercice réel clos le 31 décembre 2019	Prévisions pour l'exercice 2020 complet 2 décembre 2019
Secteur Sables pétrolifères (b/j) ⁽¹⁾	410 000 – 425 000	412 800	420 000 – 455 000
Fort Hills (b/j) – participation directe de Suncor de 54,11 %	85 000 – 90 000	85 300	85 000 – 95 000
Syncrude (b/j) – participation directe de Suncor de 58,74 %	160 000 – 180 000	172 300	170 000 – 185 000
Exploration et production (bep/j) ⁽²⁾	105 000 – 110 000	106 800	100 000 – 115 000
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (\$/b)	27,00 – 28,00	28,20	24,00 – 26,50
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills (\$/b)	23,00 – 26,00	26,15	23,00 – 27,00
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	36,50 – 39,50	37,95	35,00 – 38,00
Taux d'utilisation des raffineries⁽³⁾	93 % – 97 %	95 %	95 % – 99 %

(1) La production du secteur Sables pétrolifères inclut le pétrole brut synthétique, le diesel et le bitume et exclut le bitume produit par le traitement des mousses au solvant paraffinique à Fort Hills et la production de pétrole brut synthétique à Syncrude. Ces fourchettes reflètent la valorisation intégrée et le risque de rendement de la production du bitume.

(2) Au moment de la publication, la production en Libye est toujours touchée par des troubles civils et, par conséquent, aucune donnée de nature prospective sur la production en Libye ne fait partie des perspectives quant à la production du secteur Exploration et production et à la production totale de Suncor.

(3) Le taux d'utilisation des raffineries se fonde sur les capacités de traitement de brut suivantes : Montréal – 137 000 b/j; Sarnia – 85 000 b/j; Edmonton – 142 000 b/j; et Commerce City – 98 000 b/j.

Dépenses en immobilisations⁽¹⁾

(en millions de dollars)	Prévisions pour l'exercice 2020 complet 2 décembre 2019	% d'investissement économique ⁽²⁾
Sables pétrolifères	3 550 – 3 800	35 %
Exploration et production	1 000 – 1 150	95 %
Total Amont	4 550 – 4 950	50 %
Aval	700 – 800	30 %
Société	150 – 250	65 %
Total	5 400 – 6 000	50 %

(1) Les dépenses en immobilisations ne tiennent pas compte des intérêts capitalisés d'environ 155 millions de dollars.

(2) Les dépenses en immobilisations pour les investissements économiques comprennent les investissements qui se traduisent par une augmentation de la valeur par l'ajout de réserves, l'amélioration de la capacité de traitement, l'utilisation, les coûts ou les marges, y compris l'infrastructure associée. Le reste des dépenses en immobilisations représente le maintien des actifs, la maintenance et les dépenses en immobilisations, qui comprennent les investissements en immobilisations qui répondent aux valeurs existantes en assurant la conformité à la réglementation ou en maintenant les relations avec les organismes de réglementation et les autres groupes d'intérêt, en maintenant la capacité de traitement actuelle, et en exploitant les réserves existantes.

MISES EN GARDE

Toute l'information financière contenue dans les sections précédentes du présent rapport annuel est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire, sauf ceux de la Libye, qui sont présentés sur une base économique. Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des entités sous contrôle commun, sauf si le contexte exige une interprétation différente.

RENSEIGNEMENTS DE NATURE PROSPECTIVE

Les sections précédentes du présent rapport annuel contiennent certains renseignements et énoncés de nature prospective (collectivement, les « énoncés prospectifs ») au sens attribué à ce terme par les lois canadiennes et américaines applicables régissant les valeurs mobilières. Les renseignements et énoncés prospectifs reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que l'entreprise a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où ces énoncés ont été formulés, et en fonction de l'expérience de Suncor et de sa perception des tendances historiques, notamment les attentes et hypothèses au sujet de : l'exactitude des estimations des réserves et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois et les politiques gouvernementales en vigueur; les taux 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 des tiers à remplir leurs obligations face à Suncor; le développement et l'exécution des projets et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et renseignements traitant des attentes ou des projections au sujet de l'avenir, ainsi que les énoncés et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats financiers et d'exploitation, 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 », « peut », « futur », « promesse », « prévision », « potentiel », « occasion », « voudrait » et autres expressions analogues. Les énoncés prospectifs dans les sections précédentes du présent rapport annuel comprennent des références à ce qui suit :

- les stratégies de Suncor, notamment se concentrer sur la discipline en matière d'investissements, mettre l'accent sur la valeur plutôt que sur les volumes en investissant dans des projets à rendement élevé qui sont en grande partie indépendants des contraintes liées aux pipelines et à la volatilité du prix des produits afin de favoriser la création de valeur à long terme tout en augmentant les rendements pour les actionnaires et en réduisant l'intensité carbonique de la production de Suncor, améliorer la fiabilité de nos actifs et réduire les charges d'exploitation décaissées par baril pour favoriser les rendements tout en améliorant continuellement notre performance sur le plan environnemental et social, continuer de cibler des réductions de coûts dans l'ensemble de nos activités, sans compromettre notre principale valeur qu'est la sécurité, continuer d'accélérer sa transformation numérique ainsi que sa progression dans le secteur de la technologie et de l'innovation et l'impact et les avantages prévus de ces stratégies;
- la croyance selon laquelle l'exposition de Suncor aux écarts de prix du pétrole lourd est atténuée grâce à l'avantage que lui procurent la flexibilité de sa base d'actifs et l'accès aux marchés et que Suncor est positionnée pour générer des flux de trésorerie tout en offrant un rendement à long terme aux actionnaires;
- les occasions de croissance potentielle à Suncor et son objectif d'atteindre une augmentation progressive des flux de trésorerie disponibles de deux milliards de dollars d'ici 2023, y compris la croyance selon laquelle soixante-quinze pour cent de cet objectif est en cours d'exécution dans le cadre de projets approuvés et que le reste proviendra des initiatives de désengorgement et d'une meilleure utilisation de la technologie et des données pour améliorer la performance, la fiabilité et l'excellence opérationnelle;
- l'objectif social et l'objectif de réduction de l'intensité des émissions de GES de Suncor, les attentes à propos des émissions de GES et de l'intensité des émissions, y compris l'attente selon laquelle les projets approuvés et les réalisations actuelles permettront à Suncor d'atteindre une réduction de 20 pour cent de l'intensité des émissions d'ici 2023 et les plans liés aux nouvelles technologies et aux solutions numériques et leurs avantages;
- les énoncés à propos du programme de remplacement des chaudières à coke, y compris l'attente selon laquelle il garantira la fiabilité de la production de vapeur et le retour de 800 MW d'électricité plus sobre en carbone produite à partir du gaz naturel dans le réseau de l'Alberta, faisant de Suncor le troisième plus grand producteur d'électricité dans la province et réduisant les émissions de GES de l'Alberta d'environ 2,5 mégatonnes par année;
- les énoncés à propos du projet de parc éolien Forty Mile, y compris les dépenses en immobilisation totales prévues et que la mise en service commerciale aura lieu à la fin de 2021, qu'il générera des retombées économiques durables à deux chiffres grâce à la production d'électricité sans émission de carbone, tout en permettant l'utilisation des crédits carbone pour compenser les coûts dans d'autres secteurs de Suncor;
- les estimations des réserves et de la durée de vie des réserves de Suncor ainsi que les capacités nominales;
- les attentes au sujet de l'amélioration de la fiabilité à Syncrude et de l'atteinte d'un taux de fiabilité supérieur à 90 pour cent;
- l'attente de Suncor selon laquelle l'accroissement continu de la production à Hebron ainsi que l'investissement soutenu dans la mise en valeur de champs situés à proximité d'actifs existants la placent en bonne position pour l'avenir;

- l'attente selon laquelle le projet de prolongement de la durée de vie des actifs de Terra Nova allongera la vie utile de Terra Nova d'environ une décennie et permettra à l'installation de produire 80 millions de barils de pétrole additionnels à partir du champ Terra Nova;
- l'attente de Suncor selon laquelle les pipelines bidirectionnels reliant notre usine de base des Sables pétrolifères et Syncrude seront terminés pour la deuxième moitié de 2020 et permettront d'accroître la fiabilité et les taux d'utilisation;
- les prévisions de Suncor pour 2020 et par la suite, les perspectives de la Société pour 2020 et les projets de Suncor en 2020 visés par les dépenses en immobilisations.

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

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Sables pétrolifères sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent notre production exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; notre capacité d'exploiter nos installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter nos objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; notre dépendance à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre notre capacité de distribuer nos produits sur le marché et qui pourraient exiger de l'entreprise qu'elle retarde ou annule des projets de croissance prévus en cas de capacité d'acheminement insuffisante; notre capacité de financer les dépenses en immobilisations d'investissement économique et de maintien des actifs du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour nos activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les modifications apportées aux charges d'exploitation, notamment aux coûts de la main-d'œuvre, du gaz naturel et d'autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; notre capacité 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 de mise en valeur des sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la municipalité régionale de Wood Buffalo en Alberta et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Exploration et production sont, entre autres, les suivants : la volatilité du cours du pétrole brut et du gaz naturel; les risques et les incertitudes d'exploitation inhérents à nos activités d'exploitation pétrolière et gazière, y compris les formations ou les pressions inattendues, la déplétion prématurée des gisements, les feux, 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 d'actifs producteurs ou de perturber des programmes de forage, ce qui pourrait entraîner une hausse des coûts ou des retards dans les nouvelles activités de production; les risques d'ordre politique, économique et socio-économique associés aux activités de Suncor à l'étranger, y compris le caractère imprévisible des activités d'exploitation en Libye en raison de l'agitation politique persistante et la demande du marché pour les droits miniers et les biens productifs, d'où le risque de subir une perte si nous vendons des actifs ou le risque de voir augmenter le coût lié à l'acquisition de biens.

Les facteurs influant sur les activités de notre secteur Raffinage et commercialisation 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; notre capacité d'exploiter de façon fiable nos installations de raffinage et de commercialisation afin de respecter nos objectifs de production et de vente; les risques et les 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 risques additionnels, incertitudes et autres facteurs susceptibles d'influer sur les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs d'activité de Suncor sont, entre autres, les changements touchant la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales, comme le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; 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'investissements, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques associés au développement et à l'exécution des projets de Suncor et la mise en service et l'intégration de nouvelles installations; la possibilité que des travaux de maintenance achevés n'améliorent pas nos résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations touchées; le risque que des projets et initiatives destinés à générer une croissance des flux de trésorerie et/ou des réductions des coûts d'exploitation ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même pas du tout; 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 autorités gouvernementales en matière de taux d'imposition ou les modifications apportées aux taxes, frais, redevances, droits, tarifs, allocations et autres coûts de conformité imposés par les gouvernements et les limitations de la production et les changements qui pourraient y être apportés; les changements apportés aux lois et aux politiques des gouvernements qui pourraient avoir une incidence sur les activités de l'entreprise, notamment des changements portant sur l'environnement (incluant les changements climatiques), les redevances et les lois et politiques fiscales; la capacité et la volonté des parties avec lesquelles

nous avons des liens importants de s'acquitter de leurs obligations envers nous; la non-disponibilité d'une infrastructure de tiers, ou l'interruption de celle-ci, qui pourrait interrompre la production ou empêcher l'entreprise d'être en mesure de transporter ses produits; une interruption prolongée des activités ou des événements imprévus, tels que des incendies (incluant les feux de forêt), des bris d'équipement et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou les actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; le potentiel d'atteinte à la sécurité de l'infrastructure et de la technologie informatiques de Suncor par des personnes ou des entités malveillantes, et la non-disponibilité ou le défaut de tels systèmes de fonctionner comme prévu à la suite de telles atteintes; les menaces à la sécurité et les menaces terroristes ou les activités de militantisme; le risque que des objectifs commerciaux concurrents puissent dépasser la capacité de Suncor d'adopter et d'implanter un changement; les risques et incertitudes associés à l'obtention des approbations des organismes de réglementation, des tiers et des groupes d'intérêt, ce qui est indépendant de la volonté de Suncor, dans le cas de l'exploitation, des projets, des initiatives et de l'exploration et des activités de développement de l'entreprise et le respect de toutes les conditions de telles approbations; le potentiel de perturbation des activités et des projets de construction attribuable aux relations de Suncor avec les syndicats qui représentent les employés aux installations de l'entreprise; notre capacité de découvrir de nouvelles réserves pétrolières et gazières pouvant être exploitées de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui a une incidence sur 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; la réussite des activités de gestion des risques de l'entreprise menées à l'aide d'instruments dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, incluant les lois sur les changements climatiques; les risques liés à un activisme et une opposition de population accrue envers les carburants fossiles et les sables pétrolifères; les risques et les incertitudes liés à la conclusion d'une transaction d'achat ou de vente d'une entreprise, d'un actif ou d'une propriété pétrolière et gazière, incluant les estimations du dernier paiement à verser ou à recevoir, la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques liés à des coentreprises dans lesquelles l'entreprise détient des intérêts; les risques liés aux revendications territoriales et exigences de consultation des Autochtones; le risque lié au fait que l'entreprise puisse faire l'objet d'un litige; l'impact de la technologie et des risques liés au développement et à la mise en œuvre 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 début ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste précédente des facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et de ces autres hypothèses concernant les énoncés prospectifs de Suncor font l'objet d'analyses plus poussées dans le rapport de gestion, notamment sous la rubrique Facteurs de risque, ainsi que dans la plus récente Notice annuelle de l'entreprise datée du 26 février 2020 et disponible à www.sedar.com et dans le Formulaire 40-F daté du 27 février 2020 disponible à www.sec.gov, ces facteurs de risque étant intégrés par renvoi aux présentes. Le lecteur est aussi invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans d'autres documents que Suncor dépose à l'occasion auprès des autorités de réglementation des 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 annuel sont formulés à la date de ce rapport annuel. 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.

Les perspectives de Suncor sont fondées sur les hypothèses suivantes relativement aux prix du pétrole : WTI, Cushing de 55 \$ US/baril; Brent, Sullom Voe de 60 \$ US/baril; et WCS, Hardisty de 36 \$ US/baril. En outre, les perspectives sont fondées sur l'hypothèse d'un prix du gaz naturel (prix au comptant AECO) de 1,60 \$ CA le gigajoule, d'un taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain de 0,76 \$ et de ventes de pétrole brut synthétique tirées de l'exploitation des sables pétrolifères de 305 000 b/j à 325 000 b/j. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Sables pétrolifères, de Syncrude et de Fort Hills pour 2020 incluent celles ayant trait aux initiatives de fiabilité et d'efficacité opérationnelle qui selon la Société devraient réduire la maintenance non planifiée pour 2020. Les hypothèses posées pour établir les prévisions de production du secteur Exploration et production pour 2020 incluent celles ayant trait au rendement des gisements, aux résultats de forage et à la fiabilité des installations. Les facteurs qui pourraient avoir une incidence sur les perspectives de Suncor pour 2020 incluent, sans toutefois s'y limiter, les suivants : Approvisionnement en bitume – L'approvisionnement en bitume pourrait varier selon les travaux de maintenance non planifiés devant être effectués à l'égard du matériel minier et des usines d'extraction, de la qualité du minerai, du stockage des résidus et du rendement des gisements in situ; Infrastructures de tiers – Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées par des problèmes avec les infrastructures de tiers, incluant la perturbation du service de pipelines ou des pannes de courant pouvant entraîner une répartition de la capacité ou la fermeture de pipelines ou d'installations de tiers, qui pourraient nuire à la capacité de la Société de produire ou de commercialiser son pétrole brut; Rendement d'installations ou de plateformes de puits nouvellement mises en service – Les taux de production pendant la période de mise en service de nouvel équipement sont difficiles à prévoir et susceptibles d'être touchés par des travaux de maintenance non planifiés; Maintenance non planifiée – Les estimations de production sont susceptibles d'être touchées si des travaux non planifiés sont nécessaires – installations minières, d'extraction, de valorisation, de traitement in situ, de raffinage, de gaz naturel, pipelines ou production extracôticière; Maintenance planifiée – Les estimations de production, incluant la composition de la production, sont susceptibles d'être touchées s'il y a des imprévus au moment de la maintenance planifiée ou si celle-ci n'est pas exécutée efficacement. L'exécution réussie des travaux de maintenance et du démarrage des activités des actifs extracôtiers, notamment, peut être touchée par des conditions météorologiques difficiles, en particulier pendant l'hiver; Prix des marchandises – Des diminutions des prix des marchandises sont susceptibles de modifier nos perspectives de production ou de réduire nos programmes de dépenses en immobilisations; Activités à l'étranger – Les activités de Suncor à l'étranger et les actifs afférents sont assujettis à un certain nombre de risques politiques, économiques et socio-économiques; Mesures gouvernementales – Les prévisions de Suncor reflètent ses attentes et hypothèses concernant les limitations de production imposées par le gouvernement de l'Alberta. Des mesures supplémentaires prises par le gouvernement de l'Alberta en ce qui a trait à des limitations de production pourraient avoir des répercussions sur les Perspectives de Suncor et ces répercussions pourraient être importantes.

MESURES FINANCIÈRES HORS PCGR

Certaines mesures financières utilisées dans les sections précédentes du présent rapport annuel, à savoir, le résultat (perte) d'exploitation, les fonds provenant de l'exploitation, le rendement du capital investi, les charges opérationnelles décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les flux de fonds disponibles, ne sont généralement pas prescrites par les PCGR. Le résultat (perte) d'exploitation est défini dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et fait l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Information financière du rapport de gestion annuel de Suncor pour chaque année respective. 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 décrites dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Résultats sectoriels et analyse du rapport de gestion. Les fonds provenant de l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation ») et le rendement du capital investi sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR dans la rubrique Mises en garde – Mesures financières hors PCGR du rapport de gestion pour chaque année respective. On calcule les flux de trésorerie disponibles en déduisant les dépenses en immobilisations, y compris les intérêts capitalisés, des fonds provenant de l'exploitation. Ces mesures financières hors PCGR ont été incluses parce que la direction les utilise pour analyser la performance opérationnelle, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables avec les mesures similaires présentées par d'autres entreprises et elles ne devraient pas être utilisées hors contexte ni comme des substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

RÉSERVES

L'information sur les réserves contenue dans le présent document tient compte des participations directes de Suncor (exploitées ou non exploitées) avant réduction des redevances, sans inclure aucun droit de redevances de Suncor, et est présentée en date du 31 décembre 2019. Pour plus d'information sur les réserves de Suncor, incluant les définitions des réserves prouvées et probables, la participation de Suncor, l'emplacement des réserves et des ressources et les types de produits auxquels il est raisonnable de s'attendre, veuillez consulter la Notice annuelle de Suncor datée du 26 février 2020 disponible à www.sedar.com et www.sec.gov. Les données sur les réserves sont établies à partir d'évaluations menées par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants.

CONVERSIONS DES MESURES

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi3e 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. Se référer à la rubrique Mises en garde à la section Conversions des mesures du rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 26 février 2020

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 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 26 février 2020 de Suncor (la « notice annuelle de 2019 »), 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.

Les expressions « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou « la Société » font référence à Suncor Énergie Inc. ainsi qu'à ses filiales et à ses participations dans des entreprises associées et des partenariats, sauf si le contexte exige une interprétation différente. 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 matieres

21	Sommaire des donnees financieres et d'exploitation
23	Aperçu de Suncor
26	Information financiere
31	Resultats sectoriels et analyse
49	Analyse des resultats du quatrieme trimestre de 2019
52	Donnees financieres trimestrielles
55	Mise a jour concernant les depenses en immobilisations
57	Situation financiere et situation de tresorerie
63	Methodes comptables et estimations comptables critiques
68	Facteurs de risque
82	Autres elements
83	Mises en garde

Mode de presentation

Sauf indication contraire, toute l'information financiere a ete etablie conformement aux Normes internationales d'information financiere (les « IFRS ») publiees par l'International Accounting Standards Board (l'« IASB ») et les principes comptables generalement reconnus (les « PCGR ») du Canada inclus dans la Partie I du *Manuel de CPA Canada*.

En date du 1^{er} janvier 2019, la Societe a adopte IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace la norme precedente portant sur les contrats de location, IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 »), et exige la comptabilisation de tous les contrats de location a l'etat de la situation financiere, en prevoyant des exemptions facultatives pour les contrats de location a court terme dont la duree est de 12 mois ou moins ainsi que pour les contrats de location dont le bien sous-jacent est de faible valeur. IFRS 16 elimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs a bail. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme des contrats de location-financement, soit comme des contrats de location simple. Se reporter a la note 5 des etats financiers consolides audites de la Societe au 31 decembre 2019 pour plus de precisions. La Societe a choisi d'appliquer la methode de transition retrospective modifiee et d'ajuster le solde d'ouverture de ses resultats non distribues, sans retraiter les chiffres des periodes comparatives. Par consequent, l'information comparative continue d'être presentee conformement aux dispositions d'IAS 17 et de l'Interpretation 4 de l'International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC).

Toute l'information financiere est presentee en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production, sauf ceux provenant de la Libye, sont presentes selon la participation directe, avant redevances, sauf indication contraire. Les volumes de production provenant de la Libye sont presentes selon un prix raisonnable.

A compter de 2019, les resultats des activites liees a la negociation de l'energie de la Societe sont inclus dans chacun des secteurs operationnels auxquels les negociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils etaient inclus dans le secteur Siege social, negociation de l'energie et eliminations. Les chiffres des periodes anterieures ont ete retraites pour rendre compte de ce changement.

En outre, en 2019, la Societe a modifie le classement de ses depenses en immobilisations de maniere a les classer selon deux categories, soit « depenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « depenses en immobilisations liees aux investissements economiques », et ce, afin de mieux refleter les types d'investissements qu'elle fait. Ce changement n'a aucune incidence sur les depenses en immobilisations totales et les chiffres des periodes comparatives ont ete retraites pour le refleter. Se reporter a la rubrique « Mise a jour concernant les depenses en immobilisations » du present rapport de gestion pour plus de precisions.

Mesures financieres hors PCGR

Certaines mesures financieres contenues dans le present rapport de gestion, a savoir le resultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectes a) l'exploitation, le rendement du capital investi (le « RCI »), les charges d'exploitation decassees du secteur Sables petroliferes, les charges d'exploitation decassees liees aux activites *in situ*, les charges d'exploitation

decaissee de Fort Hills, les charges d'exploitation decaissee de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage, les flux de tresorerie disponibles, les flux de tresorerie disponibles discretionnaires et les stocks selon la methode d'evaluation des stocks du dernier entre, premier sorti (« DEPS »), ne sont pas prescrites par les PCGR. Le resultat d'exploitation, les charges d'exploitation decaissee du secteur Sables petroliferes, les charges d'exploitation decaissee de Fort Hills, les charges d'exploitation decaissee de Syncrude et les stocks selon la methode DEPS sont definis a la rubrique « Mises en garde Mesures financieres hors PCGR » du present rapport de gestion et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables etablies conformement aux PCGR aux rubriques « Information financiere » et « Resultats sectoriels et analyse » du present rapport de gestion. Le RCI, les fonds provenant de (affectes a) l'exploitation, les flux de tresorerie disponibles, les flux de tresorerie disponibles discretionnaires, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation decaissee liees aux activites *in situ* sont decrits et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures les plus directement comparables etablies conformement aux PCGR, le cas echeant, a la rubrique « Mises en garde Mesures financieres hors PCGR » du present rapport de gestion.

Conversions des mesures

Les volumes de petrole brut et de liquides de gaz naturel ont ete convertis en kpi³e dans le present rapport de gestion, en supposant que six kpi³ equivalent a un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont ete convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Se reporter a la rubrique

« Mises en garde Conversions des mesures » du present rapport de gestion.

Abreviations courantes

Pour obtenir une liste des abreviations pouvant être utilisees dans le present rapport de gestion, se reporter a la rubrique « Mises en garde Abreviations courantes ».

Risques et information prospective

Les activites, les reserves, la situation financiere et les resultats d'exploitation de la Societe peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs decrits a la rubrique « Facteurs de risque » du present rapport de gestion.

Le present rapport de gestion contient des enonces prospectifs fondees sur les attentes, les estimations, les previsions et les hypotheses actuelles de Suncor. Ces enonces sont soumis a certains risques et incertitudes, notamment ceux decrits dans le present rapport de gestion et dans les autres documents d'information de Suncor deposees aupres des Autorites canadiennes en valeurs mobilieres et de la SEC, qui sont pour la plupart independants de la volonte de la Societe. Les utilisateurs de ces documents sont prevenus que les resultats reels pourraient être sensiblement differents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypotheses qui sous-tendent les enonces prospectifs, se reporter a la rubrique « Mises en garde Enonces prospectifs » du present 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)	2019	2018	2017
Produits bruts	39 866	39 592	32 885
Redevances	(1 522)	(1 050)	(931)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	38 344	38 542	31 954
Résultat net	2 899	3 293	4 458
par action ordinaire – de base	1,86	2,03	2,68
par action ordinaire – dilué	1,86	2,02	2,68
Résultat d'exploitation¹⁾	4 358	4 312	3 188
par action ordinaire – de base	2,80	2,65	1,92
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	10 818	10 172	9 139
par action ordinaire – de base	6,94	6,27	5,50
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	10 421	10 580	8 966
par action ordinaire – de base	6,69	6,54	5,40
Dividendes versés sur les actions ordinaires	2 614	2 333	2 124
par action ordinaire – de base	1,68	1,44	1,28
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – de base	1 559	1 623	1 661
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires (en millions) – dilué	1 561	1 629	1 665
RCI¹⁾ (%)	4,9	8,0	6,7
RCI¹⁾²⁾ (%), à l'exclusion des projets majeurs en cours	5,1	8,2	8,6
Dépenses en immobilisations³⁾	5 436	5 250	5 822
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	3 227	3 347	2 557
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	2 209	1 903	3 265
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires¹⁾	4 914	4 432	4 415
État de la situation financière (au 31 décembre)			
Total de l'actif	89 435	89 579	89 494
Dette nette ⁴⁾⁵⁾	16 010	15 129	12 907
Total du passif	47 393	45 574	44 111

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 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 122 M\$ en 2019, de 156 M\$ en 2018 et de 729 M\$ en 2017 et rendent compte du nouveau classement des dépenses en immobilisations de la Société en fonction duquel celle-ci a retraité les chiffres des périodes précédentes. Se reporter à la rubrique « Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations » du présent rapport de gestion pour plus de précisions.

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 et 2017 ne tiennent pas compte de l'incidence d'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	2019	2018	2017
Volumes de production (kbep/j)			
Sables pétrolifères	670,4	628,6	563,7
Exploration et production	106,8	103,4	121,6
Total	777,2	732,0	685,3
Prix de vente moyen obtenu ¹⁾ (\$/bep)			
Sables pétrolifères	62,87	54,91	54,26
Fort Hills	48,96	38,47	—
Syncrude	73,45	70,19	66,05
Exploration et production	82,92	86,96	66,20
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	438,9	430,8	441,2
Taux d'utilisation des raffineries ²⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	92	94	93
Ouest de l'Amérique du Nord	98	93	98
Total	95	93	96
Marge de raffinage ³⁾ (\$/b)	33,15	34,50	24,20

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

2) 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.

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

Sommaire des résultats sectoriels¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Résultat net			
Sables pétrolifères	(427)	945	994
Exploration et production	1 005	807	721
Raffinage et commercialisation	3 000	3 154	2 622
Siège social et éliminations	(679)	(1 613)	121
Total	2 899	3 293	4 458
Résultat d'exploitation ²⁾			
Sables pétrolifères	1 622	885	939
Exploration et production	1 141	897	735
Raffinage et commercialisation	2 912	3 154	2 128
Siège social et éliminations	(1 317)	(624)	(614)
Total	4 358	4 312	3 188
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ²⁾			
Sables pétrolifères	6 061	4 964	4 734
Exploration et production	2 143	1 779	1 756
Raffinage et commercialisation	3 863	3 798	2 823
Siège social et éliminations	(1 249)	(369)	(174)
Total des fonds provenant de l'exploitation	10 818	10 172	9 139
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(397)	408	(173)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	10 421	10 580	8 966

1) Les chiffres présentés pour 2018 et 2017 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs d'exploitation auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

2) 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. Notre objectif stratégique 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, nous exerçons 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, nous transportons et raffinons du pétrole brut et nous commercialisons des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. Nous exerçons 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

Procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires est une priorité absolue pour la Société. 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. Dans un secteur en proie à l'instabilité depuis quelques années, nous estimons que Suncor est bien placée pour obtenir de bons résultats grâce à ses atouts concurrentiels : sa bonne santé financière, notamment sa capacité à générer régulièrement des flux de trésorerie disponibles dans de nombreux environnements commerciaux; 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; une production extracôtière qui procure des flux de trésorerie diversifiés sur le plan géographique; ainsi que ses investissements dans des projets axés sur le développement, le progrès technologique et l'innovation.

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

- Favoriser la croissance des flux de trésorerie disponibles grâce à des investissements à rendement élevé – Le plan de croissance et de mise en valeur de Suncor met de l'avant des projets et des initiatives qui devraient créer de la valeur à long terme pour la Société par la croissance structurelle 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 et un système de transport autonome qui devraient créer une valeur ajoutée au cours des prochaines années. Par ailleurs, 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 et poursuivre la mise en valeur de ses ressources *in situ* à peu de frais dans le cadre de sa stratégie de répliation.
- 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. Cette intégration l'aide à se prémunir considérablement contre les effets liés aux écarts de prix du brut provenant de l'Ouest canadien. De plus, ses actifs médians et ses actifs de commercialisation lui procurent la souplesse logistique nécessaire pour acheminer sa production vers un large éventail de marchés. Par le truchement de cette infrastructure médiane et de ce réseau commercial et grâce à sa diversité géographique, la Société obtient 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 dans chaque secteur d'activité – 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 nous aideront à tirer le maximum de valeur de nos activités. En raison des réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019, la stratégie à court terme de la Société dans le secteur Sables pétrolifères est passée de la maximisation de la production à la maximisation de la marge de chaque baril produit, ce qui a donné lieu à une hausse des coûts de production par baril et à une optimisation de la génération de fonds provenant des actifs du secteur Sables pétrolifères.
- 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 2019

En 2019, Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation¹⁾ records de 10,8 G\$, ce qui rend compte de la capacité de notre modèle d'affaires intégré à dégager d'excellents résultats dans un large éventail de conditions commerciales.

- En 2019, Suncor a généré des fonds provenant de l'exploitation records de 10,818 G\$, en comparaison de 10,172 G\$ en 2018; il s'agit de la deuxième année consécutive où les fonds provenant de l'exploitation dépassent les 10 G\$.
- Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 10,421 G\$ en 2019, contre 10,580 G\$ en 2018.
- Le résultat d'exploitation¹⁾ s'est établi à 4,358 G\$ en 2019, en comparaison de 4,312 G\$ en 2018.
- Le résultat net s'est établi à 2,899 G\$ en 2019, contre 3,293 G\$ en 2018. Le résultat net de 2019 rend compte de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie de 3,352 G\$ après impôt attribuables surtout à la diminution des cours prévus du pétrole lourd à Fort Hills et à la hausse des dépenses en immobilisations estimées au projet d'extension ouest de White Rose.

En 2019, Suncor a redistribué à ses actionnaires 4,9 G\$ sous la forme de dividendes et de rachats d'actions, soit 45 % du total de ses fonds provenant de l'exploitation, ce qui témoigne de son engagement à redistribuer de la valeur aux actionnaires.

- La Société a versé 2,614 G\$ en dividendes à ses actionnaires en 2019, ce qui représente la 17^e année consécutive d'augmentation des dividendes pour Suncor.
- En 2019, la Société a racheté pour 2,274 G\$ de ses actions ordinaires aux fins d'annulation. Depuis mai 2017, elle a racheté plus de 9 % de ses actions ordinaires en circulation.
- Suncor a réduit sa dette de 425 M\$, ce qui lui a permis d'améliorer davantage sa situation de trésorerie et d'accroître sa marge de manœuvre financière.
- Après la clôture du trimestre, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un dividende trimestriel de 0,465 \$ par action ordinaire, ce qui représente une hausse de

11 %, qui sera versé au premier trimestre de 2020, et il a également approuvé le renouvellement du programme de rachat d'actions à hauteur de 2,0 G\$ dès le 1^{er} mars 2020.

La production du secteur Sables pétrolifères a augmenté de 7 % malgré les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta, Suncor continuant à privilégier l'excellence opérationnelle et l'amélioration de la fiabilité.

- En 2019, la Société a dégagé une production de pétrole brut synthétique record de 485 600 b/j provenant de l'ensemble des actifs de son secteur Sables pétrolifères, réussissant à minimiser les répercussions des réductions obligatoires de la production. En 2019, Suncor a démontré la valeur de l'intégration et de la polyvalence de ses actifs en accordant la priorité à la qualité plutôt qu'aux volumes, en optimisant son assortiment de produits, en transférant des quotas de production entre ses actifs, ainsi qu'en achetant des crédits auprès de tiers dans le but de réduire au minimum les répercussions des réductions obligatoires de la production.
 - Le secteur Sables pétrolifères a enregistré une production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée de 313 300 b/j et un taux d'utilisation de ses installations de valorisation de 90 %, en hausse comparativement à une production de pétrole brut synthétique de 280 300 b/j et à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 80 % en 2018.
 - Syncrude a produit trois milliards de barils et a enregistré la deuxième meilleure année de production dans l'histoire des actifs, grâce à l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation, et malgré les réductions obligatoires de la production. En 2019, la quote-part de Suncor dans la production de Syncrude s'est chiffrée à 172 300 b/j, le taux d'utilisation s'établissant à 85 %, tandis qu'elle s'était chiffrée à 144 200 b/j en 2018, le taux d'utilisation s'étant établi à 70 %. Les charges d'exploitation décaissées par baril¹⁾ de Syncrude ont diminué d'environ 20 % par rapport à 2018 pour s'établir à 37,95 \$ en 2019.

1) Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills sont des mesures financières non conformes aux PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- La production de Fort Hills s'est accrue pour atteindre 85 300 b/j en 2019, en comparaison de 66 100 b/j en 2018. Cette hausse de la production s'explique par l'accélération de la cadence de production à Fort Hills, partiellement contrebalancée par l'incidence des réductions obligatoires de la production. Les charges décaissées par baril de Fort Hills se sont chiffrées en moyenne à 26,15 \$ en 2019, contre 31,20 \$ en 2018, ce qui rend compte de l'incidence de l'augmentation de la production.

La production du secteur Exploration et production (« E&P ») a augmenté; la capacité de production nominale de Hebron a été atteinte plus tôt que prévu et les premiers barils de pétrole provenant du projet Oda ont été produits.

- La capacité de production nominale de Hebron a été atteinte plus tôt que prévu en 2019, alors que six nouveaux puits productifs sont entrés en service au cours de l'exercice. En 2019, la production à Hebron s'est établie en moyenne à 23 500 b/j.
- Les premiers barils de pétrole issus du projet Oda ont été produits plus tôt que prévu, et la production s'est établie en moyenne à 3 700 bep/j en 2019 et à 7 800 bep/j au quatrième trimestre de 2019.
- En 2019, la Société a autorisé le démarrage du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova d'une décennie environ. Ce projet devrait être achevé d'ici la fin de 2020.

Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&C ») a atteint de nouveaux records et continué à dégager d'excellents résultats en 2019.

- Le secteur R&C a enregistré des fonds provenant de l'exploitation records de 3,863 G\$ en 2019, le débit de traitement du brut de ses installations s'établissant à 438 900 b/j, comparativement à des fonds provenant de l'exploitation de 3,798 G\$ et à un débit de traitement du brut de 430 800 b/j en 2018. Le taux d'utilisation moyen des raffineries s'est établi à 95 % en 2019, contre 93 % en 2018, ce qui rend compte de l'importance constante accordée à l'excellence opérationnelle.
- Les ventes de produits raffinés se sont chiffrées à 539 400 b/j, atteignant des volumes records dans les circuits de commercialisation en 2019, ainsi qu'un nouveau record annuel pour les ventes au détail au Canada.

La Société a continué de déployer des efforts pour soutenir la croissance des flux de trésorerie disponibles par l'investissement dans des projets économiquement solides et axés sur le développement durable et le progrès technologique.

- Suncor a annoncé qu'elle remplaçait ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. Les unités de cogénération devraient garantir la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et devraient réduire d'environ 25 % l'intensité des émissions de gaz à effet de serre (« GES ») associées à la vapeur produite à cette usine. Le coût du projet est estimé à 1,4 G\$, et sa mise en service est prévue pour le deuxième semestre de 2023.
- En 2019, la construction du projet d'interconnexion des pipelines qui relie l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor à Syncrude a commencé, en prévision d'une mise en service planifiée pour le deuxième semestre de 2020. Les pipelines bidirectionnels devraient accroître l'intégration de ces actifs et améliorer la fiabilité à Syncrude.
- La Société a continué à investir dans l'énergie propre en autorisant le projet de parc éolien Forty Mile, qui devrait générer de la valeur grâce à la production durable de courant à faible teneur en carbone et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor. En outre, la Société a investi dans les technologies propres, notamment en faisant l'acquisition d'une participation de 73 M\$ dans Enerkem Inc., une entreprise de conversion des déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables.
- La Société a continué à faire progresser le déploiement du système de transport autonome (« AHS ») et la mise en œuvre de nouveaux procédés de gestion des résidus miniers, et elle a accéléré l'adoption de sa technologie numérique à Fort Hills et dans le secteur Sables pétrolifères.
- En 2019, Suncor a fait progresser ses initiatives technologiques et de développement durable en achevant le déploiement de son réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour véhicules électriques.

3. INFORMATION FINANCIÈRE

Résultat net

Suncor a inscrit un résultat net de 2,899 G\$ en 2019, en comparaison de 3,293 G\$ en 2018. 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 2019 et de 2018 comprennent ceux décrits ci-après.

- 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, la Société a comptabilisé un profit de change latent après impôt de 590 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, en comparaison d'une perte de change après impôt de 989 M\$ en 2018.
- 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).

- 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 au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 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.
- En 2018, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, un profit après impôt de 60 M\$ découlant de la vente de sa participation dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

Résultat d'exploitation

Rapprochement du résultat d'exploitation consolidé¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Résultat net	2 899	3 293	4 458
Dépréciation d'actifs	3 352	—	—
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(590)	989	(702)
(Profit) sur cessions importantes et perte sur un placement en titres de capitaux propres ²⁾	(187)	30	(437)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	(1 116)	—	(124)
Perte sur les swaps de taux d'intérêt ⁴⁾	—	—	20
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	—	—	28
Comptabilisation d'un produit d'assurance dommages matériels ⁶⁾	—	—	(55)
Résultat d'exploitation¹⁾	4 358	4 312	3 188

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

2) En 2017, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 354 M\$ dans le secteur R&C découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société et, à l'égard de son secteur Siège social et éliminations, un profit après impôt de 83 M\$ découlant de la cession de sa participation dans le projet éolien Cedar Point.

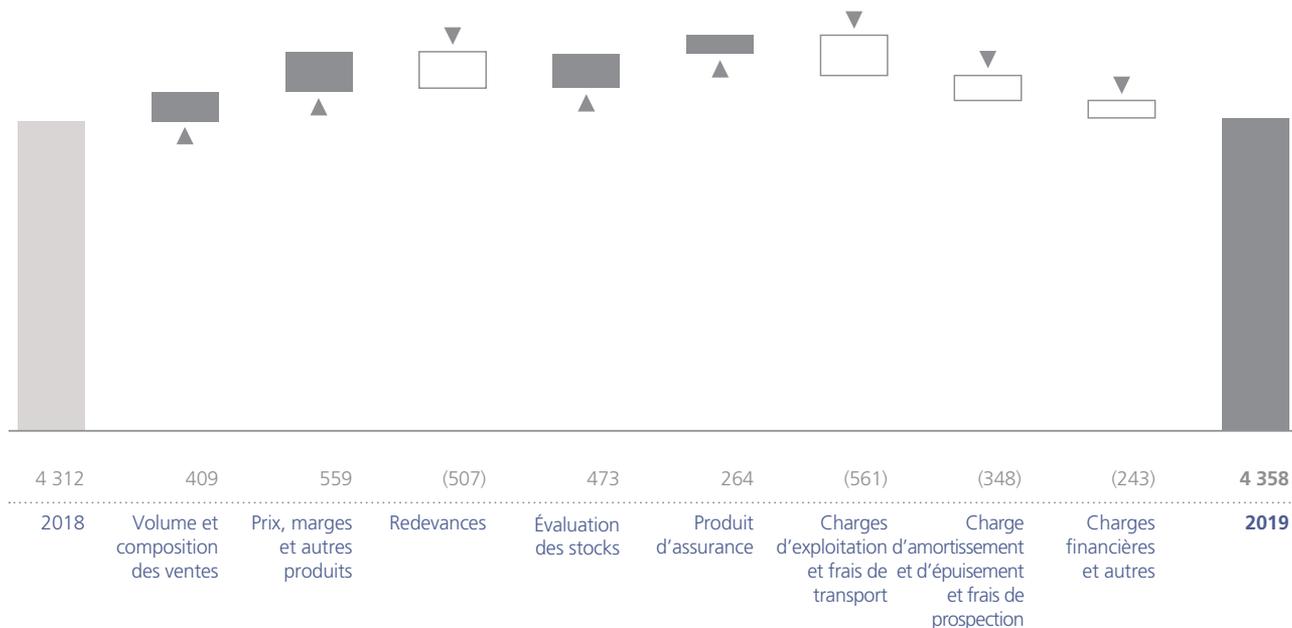
3) En 2017, la Société a comptabilisé un ajustement net de 124 M\$ de l'impôt différé lié à la réforme fiscale américaine, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des sociétés, de 35 % à 21 %.

4) Perte sur des swaps de taux d'intérêt différé liés à des titres d'emprunt émis comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations en raison de variations des taux d'intérêt à long terme.

5) Charges liées au remboursement anticipé de la dette, déduction faite des profits de couverture de change réalisés, comptabilisées dans le secteur Siège social et éliminations.

6) En 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ (76 M\$ avant impôt) lié à un incident survenu à une installation de Syncrude. Ce produit d'assurance a été comptabilisé dans le secteur Sables pétrolifères.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation consolidé (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.

Suncor a inscrit un résultat d'exploitation consolidé de 4,358 G\$ en 2019, contre 4,312 G\$ pour l'exercice précédent. 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 IFRS 16, ce qui a contribué à la hausse des charges financières.

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

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés 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 l'exercice précédent, 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 2018.

Comparaison des résultats de 2018 avec ceux de 2017

La Société a inscrit un résultat net de 3,293 G\$ en 2018, contre 4,458 G\$ en 2017. 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'à la comptabilisation d'une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains en 2018, comparativement à un profit de change latent après impôt en 2017.

Suncor a inscrit un résultat d'exploitation de 4,312 G\$ en 2018, contre 3,188 G\$ en 2017. Cette augmentation est principalement attribuable à l'amélioration de l'ensemble des cours de référence du pétrole brut, à l'augmentation des marges de raffinage, à la hausse de la production globale en amont qui a découlé principalement de l'accroissement de la cadence de production à Fort Hills et à Hebron et de l'augmentation de la participation directe dans Syncrude acquise au début de 2018, ainsi qu'à l'augmentation du bénéfice tiré des activités de négociation de l'énergie. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges qui a découlé de la hausse de la production de la Société en 2018, par l'augmentation des coûts de maintenance liés aux installations de Syncrude et du secteur Sables pétrolifères qui a résulté de la hausse du volume de travaux de maintenance planifiés et non planifiés, par une diminution des coûts d'emprunt incorporés à l'actif attribuable à la mise en service des projets de croissance

d'envergure de la Société ainsi que par une variation nette défavorable de la valeur des stocks attribuable à la baisse des coûts des charges d'alimentation en brut observée à la fin de 2018.

Les fonds provenant de l'exploitation consolidés se sont établis à 10,172 G\$ en 2018, en comparaison de 9,139 G\$ en 2017. Les fonds provenant de l'exploitation reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat 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 10,580 G\$ en 2018, en comparaison de 8,966 G\$ en 2017, et ils représentent des rentrées de trésorerie prises en compte dans les soldes du fonds de roulement de la Société en 2018, comparativement à des sorties de trésorerie en 2017 attribuables aux cours de référence moins élevés à la fin 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	2019	2018	2017
Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b)	57,05	64,80	50,95
Pétrole brut Brent daté (\$ US/b)	64,30	71,05	54,25
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB (\$ US/b)	6,45	9,10	7,70
MSW à Edmonton (\$ CA/b)	69,20	69,30	63,20
WCS à Hardisty (\$ US/b)	44,25	38,50	38,95
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty (\$ US/b)	(12,80)	(26,30)	(11,95)
Écart pétrole synthétique/WTI (\$ US/b)	(0,60)	(6,15)	(1,27)
Condensat à Edmonton (\$ US/b)	52,85	61,05	51,55
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO (\$ CA/kpi ³)	1,75	1,50	2,15
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta (\$ CA/MWh)	54,95	50,20	22,15
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	19,90	19,40	18,20
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	17,05	17,40	16,80
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	24,55	24,00	22,50
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾ (\$ US/b)	19,15	18,40	17,70
Taux de change (\$ US/\$ CA)	0,75	0,77	0,77
Taux de change à la fin de la période (\$ US/\$ CA)	0,77	0,73	0,80

- 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 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.

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 positive d'un rétrécissement considérable des écarts de prix du pétrole brut synthétique, partiellement

contrebalancée par la baisse du prix du WTI à Cushing, qui est passé de 64,80 \$ US/b en 2018 à 57,05 \$ US/b en 2019.

Suncor produit également du pétrole brut synthétique ayant une teneur en soufre particulière, dont le prix est influencé par divers prix 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 en 2019 est demeuré essentiellement le même qu'en 2018, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 44,25 \$ US en 2019, en comparaison de 38,50 \$ US en 2018, en raison de l'incidence du rétrécissement des écarts de prix du brut lourd dans l'Ouest canadien qui a résulté en partie des réductions obligatoires de la production en Alberta. Les écarts de prix du pétrole brut synthétique sulfureux et peu sulfureux ont été plus favorables en 2019 qu'en 2018.

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 à la fois par les prix du pétrole brut lourd canadien (le WCS à Hardisty est un prix de référence couramment utilisé) et par 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 sur les prix obtenus pour le bitume. En 2019, les prix du bitume ont bénéficié de l'incidence favorable du rétrécissement des écarts de prix du pétrole lourd.

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 64,30 \$ US/b en 2019, en comparaison de 71,05 \$ US/b en 2018. 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 de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence du secteur. 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 son assortiment de produits raffinés composé d'essence et de distillats. Les marges de craquage de référence 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 raffineries plus perfectionnées peuvent obtenir une marge de raffinage plus élevée en traitant du pétrole brut plus lourd et moins coûteux ou du pétrole brut plus léger dont le prix est moins élevé que le cours de référence du WTI. Les marges de

craquage ne reflètent pas nécessairement les marges d'une raffinerie en particulier. Les marges de craquage sont fondées sur les prix courants des charges d'alimentation en brut, tandis que le résultat réel est établi d'après la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS »), selon laquelle il existe un délai entre le moment où la charge d'alimentation est achetée et le moment où elle est traitée puis vendue 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 spécifiques à chacune des raffineries sont déterminées par les coûts d'achat réels du brut, de même que la configuration de la raffinerie, la composition de la production et les prix obtenus pour les produits raffinés dans les marchés propres à chaque raffinerie.

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 1,75 \$ le kpi³ en 2019, en hausse comparativement à 1,50 \$ le kpi³ en 2018.

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 augmenté pour s'établir à 54,95 \$/MWh en 2019, comparativement à 50,20 \$/MWh en 2018.

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 2019, le dollar canadien s'est affaibli par rapport au dollar américain, le taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,75 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,77 \$ US pour un dollar canadien. Cette diminution du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société 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 économiques ¹⁾²⁾

Le tableau qui suit illustre l'effet estimatif que les variations de certains facteurs auraient eu sur le résultat net et les fonds provenant de l'exploitation ³⁾ de 2019 si les changements indiqués s'étaient produits.

(Variation estimée, en millions de dollars)	Résultat net	Fonds provenant de l'exploitation ³⁾
Pétrole brut +1,00 \$ US/b	238	238
Gaz naturel +0,10 \$ CA/kpi ³	(24)	(24)
WTI rétrécissement de l'écart léger/lourd +1,00 \$ US/b	23	23
Marges de craquage 2-1-1 +1,00 \$ US/b	153	153
Change +0,01 \$ US/\$ CA pour les activités d'exploitation ⁴⁾	(221)	(221)
Incidence du change sur la dette libellée en dollars américains +\$0,01 \$ US/\$ CA	159	—

- 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 récupérer 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 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 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 usines de valorisation 1 et 2, ainsi que l'infrastructure associée à ces actifs, notamment les installations liées aux services publics, les installations liées à l'énergie, les installations liées à la remise en état et les installations de stockage.
 - **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 Meadow Creek (75 %), Lewis (100 %), OSLO (77,78 %), diverses participations dans Chard (allant de 25 % à 50 %) et une participation de non-exploitant dans Kirby (10 %). La production *in situ* est valorisée dans le cadre des activités du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, 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.
- **Synchrude** désigne la participation de 58,74 % de Suncor dans les activités d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Synchrude.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Le secteur E&P de Suncor comprend les activités extracôtières au large de la côte Est du Canada et dans la mer du Nord et les actifs terrestres situés en Libye et en Syrie :

- Les activités d'**E&P Canada** comprennent la participation directe de 37,675 % que Suncor détient dans Terra Nova à titre d'exploitant. 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. Auparavant, E&P Canada comprenait également la participation de 37 % de Suncor dans Canbriam, qui a été vendue au cours du deuxième trimestre de 2019.
- 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 2019 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.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Le secteur R&C 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 et la fourniture de produits raffinés, de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de sous-produits.

- 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 137 000 b/j située à Montréal (Québec) et d'une raffinerie d'une capacité de 85 000 b/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 142 000 b/j située à Edmonton (Alberta) et d'une raffinerie d'une capacité de 98 000 b/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 et des circuits commerciaux et industriels, 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 non affiliées à une bannière aux États-Unis, ainsi que par l'intermédiaire d'un réseau canadien de relais routiers commerciaux et d'un circuit canadien de vente de produits en vrac.

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, actuellement en cours de construction.
- 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, les activités de la société d'assurance captive chargée de l'assurance d'une partie des actifs de Suncor et les investissements dans les projets de technologies propres.
- 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, ainsi que l'assurance fournie par la société d'assurance captive **de la Société** à l'égard d'une portion des activités de celle-ci. Les ventes de produits entre les différents secteurs de la Société visent principalement des charges d'alimentation en brut destinées aux raffineries que le secteur Sables pétrolifères vend au secteur R&C.

SABLES PÉTROLIFÈRES

Faits saillants de 2019

- En 2019, la Société a enregistré une production record de 485 600 b/j de pétrole brut synthétique pour l'ensemble de ses actifs du secteur Sables pétrolifères. La stratégie d'optimisation des réductions de la production de Suncor a permis de maximiser la valeur des barils alloués à la Société aux termes du programme de réduction obligatoire de la production du gouvernement de l'Alberta, qui est en vigueur depuis janvier 2019. La Société a réussi à optimiser le transfert de ses allocations au titre des réductions entre ses actifs et à acheter des crédits provenant de tiers afin de maximiser la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, démontrant ainsi la priorité qu'elle accorde à la qualité plutôt qu'aux volumes.
 - La production de pétrole brut synthétique du secteur Sables pétrolifères a augmenté en 2019 pour atteindre 313 300 b/j, le taux d'utilisation des installations de valorisation s'établissant à 90 %, comparativement à une production de pétrole brut synthétique de 280 300 b/j et à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 80 % en 2018.
 - Syncrude a célébré son trois milliardième baril de production et a enregistré la deuxième meilleure année de production de son histoire, et ce, malgré les réductions obligatoires de la production. Syncrude a dégagé une production de pétrole brut synthétique de 172 300 b/j et enregistré un taux

d'utilisation de 85 %, en comparaison d'une production de pétrole brut synthétique de 144 200 b/j et d'un taux d'utilisation de 70 % pour l'exercice précédent, ce qui s'explique par l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation et par la diminution du volume de travaux de maintenance. Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué considérablement pour se chiffrer à 37,95 \$ en 2019, en comparaison de 47,25 \$ en 2018, en raison du rehaussement de la fiabilité et de la baisse du volume de travaux de maintenance.

- La quote-part de Suncor dans la production de Fort Hills s'est accrue pour s'établir à 85 300 b/j en 2019, en comparaison de 66 100 b/j en 2018, en raison de l'accélération de la cadence de production observée tout au long de 2018, partiellement contrebalancée par l'incidence des réductions obligatoires de la production.
- En 2019, la construction du projet d'interconnexion des pipelines qui relie l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor à Syncrude a commencé, en prévision d'une mise en service planifiée pour le deuxième semestre de 2020. Les pipelines bidirectionnels devraient accroître l'intégration de ces actifs et améliorer la fiabilité des activités d'exploitation à Syncrude.
- En 2019, Suncor a annoncé un investissement de 1,4 G\$ dans une nouvelle centrale de cogénération à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères pour produire de l'électricité à faibles émissions de carbone et remplacer les chaudières à coke actuelles. Cette nouvelle centrale devrait produire une injection de vapeur fiable tout en contribuant à l'atteinte des objectifs de la Société en matière d'environnement et de croissance des flux de trésorerie disponibles annuels.

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 direction s'est engagée à garantir une production sécuritaire, fiable et à faible coût, et à demeurer un chef de file en matière de croissance, d'innovation technique et de durabilité environnementale. La Société a bâti un portefeuille d'actifs unique dans le secteur des sables pétrolifères et tire un avantage régional du fait que les immobilisations de la Société sont situées à faible distance les unes des autres. Ce portefeuille d'actifs de premier ordre, jumelé à une expertise sectorielle de pointe et à des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion, permet de continuer à faire progresser les investissements dans la technologie et l'innovation et les projets à croissance à haut rendement, et d'accroître les flux de trésorerie disponibles annuels.

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 ses 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, devenant ainsi une autre source d'énergie à faible émissions de carbone offrant de la valeur à Suncor.

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.

Suncor demeure résolue à améliorer la fiabilité et l'intégration de ses actifs existants en faveur d'une croissance rentable. L'investissement dans les pipelines d'interconnexion bidirectionnels entre Syncrude et l'usine de base du secteur Sables pétrolifères offrira plus de souplesse opérationnelle, ce qui se traduira par une augmentation de la fiabilité et entraînera l'optimisation des taux d'utilisation et des bénéfices pour tous les partenaires de Syncrude. Les pipelines devraient être en service au cours du deuxième semestre de 2020.

La gestion des coûts et la gestion rigoureuse des dépenses dans le secteur Sables pétrolifères demeureront les grandes priorités. La Société s'attend à gérer les charges d'exploitation contrôlables par des initiatives prévoyant des stratégies de maintenance coordonnées, la standardisation de l'équipement et l'adoption de technologies numériques. Les mesures de gestion des dépenses resteront axées sur la gestion des occasions d'investissement, compte tenu des priorités en matière de synergies tirées de la complémentarité des actifs et des priorités en matière de développement durable, en investissant stratégiquement dans des projets qui assurent une forte croissance économique et qui sont axés sur le développement durable et le progrès technologique. Compte tenu de ces facteurs, la Société a trouvé des moyens de désengorger Firebag, notamment en menant à bien cette année notre projet de traitement des émulsions, en aménageant des plateformes de puits intégrées et en élargissant notre programme de drainage par gravité à l'aide de solvant et de vapeur. À court terme, nous prévoyons que la production réelle de Firebag atteindra une capacité nominale de 203 000 b/j en 2021, en supposant qu'il n'y ait aucune réduction de la production, et estimons que nous pourrions ajouter un volume de 30 000 b/j de production à plus faible intensité de capital et à plus faibles émissions de carbone d'ici 2024-2025.

Grâce à son réseau intermédiaire et logistique, Suncor assure l'accès au marché, maximise les prix obtenus pour la commercialisation du pétrole brut et de sous-produits et 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.

Principales données financières¹⁾

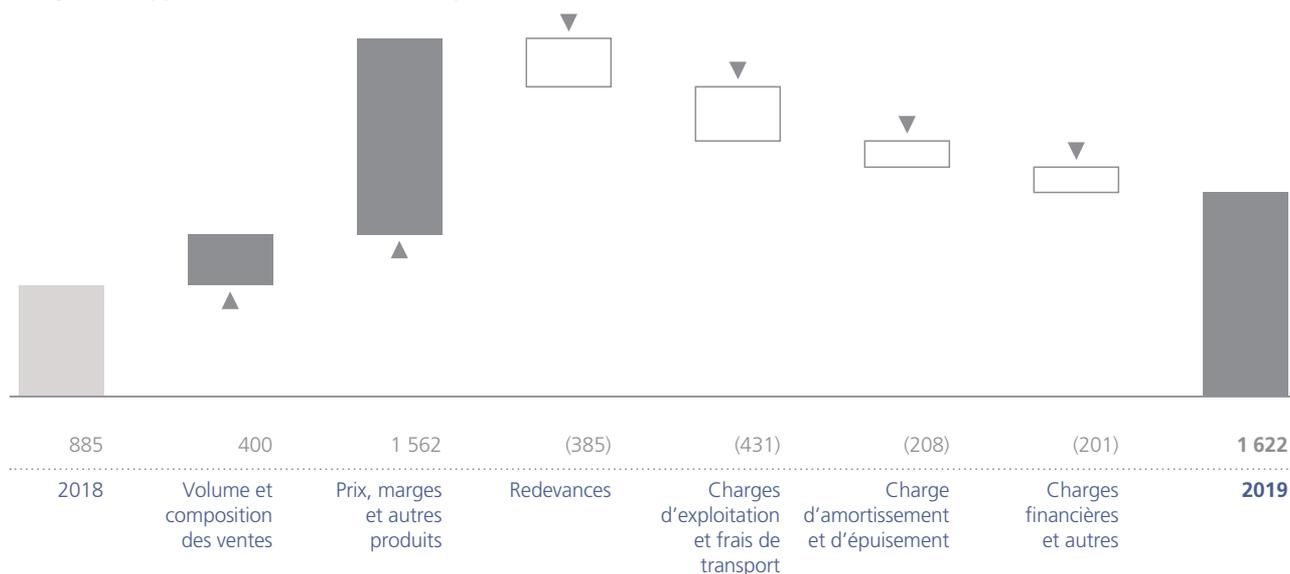
Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Produits bruts	18 347	15 743	13 274
Moins les redevances	(917)	(398)	(355)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	17 430	15 345	12 919
Résultat net	(427)	945	994
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Dépréciation d'actifs	2 959	—	—
Profit sur cession importante ²⁾	—	(60)	—
Produit d'assurance ³⁾	—	—	(55)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé	(910)	—	—
Résultat d'exploitation ⁴⁾	1 622	885	939
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	6 061	4 964	4 734

1) Les chiffres présentés pour 2018 et 2017 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs d'exploitation auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

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 2017, la Société a reçu un produit d'assurance dommages matériels après impôt de 55 M\$ lié à l'incident survenu à une installation de Syncrude.

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.

Suncor a inscrit un résultat d'exploitation consolidé de 1,622 G\$ en 2019, contre 885 M\$ en 2018. L'augmentation du résultat d'exploitation 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. L'excellente fiabilité des installations de Syncrude et l'accélération de la cadence de production à Fort Hills observées tout au long de 2018 ont contribué à accroître la production du secteur Sables pétrolifères en 2019 par rapport à l'exercice précédent, et ce, malgré les contraintes associées aux réductions obligatoires de la production. Le résultat d'exploitation s'est toutefois ressenti de la hausse des charges d'exploitation, de l'augmentation des redevances et de la hausse de la charge d'amortissement

et d'épuisement qui ont résulté de l'accroissement de la production.

Le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte nette de 427 M\$ en 2019, en comparaison d'un bénéfice net de 945 M\$ en 2018. Le résultat net de 2019 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 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, tel qu'il est mentionné ci-dessus, 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, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 6,061 G\$ en 2019, en comparaison de 4,964 G\$ en 2018, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement hors trésorerie.

Volumes de production¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2019	2018	2017
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	313,3	280,3	317,7
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	99,5	138,0	111,7
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	412,8	418,3	429,4
Bitume de Fort Hills	85,3	66,1	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux et diesel)	172,3	144,2	134,3
Total	670,4	628,6	563,7

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

La production du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 412 800 b/j en 2019, contre 418 300 b/j en 2018, en

raison principalement des réductions obligatoires de la production. Les réductions obligatoires de la production ont eu une grande incidence sur la production de bitume non valorisé de la Société et se sont traduites par une perte de rendement accrue alors que la Société a maximisé la production de ses installations de valorisation afin de produire du pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. En 2019, la production de pétrole brut synthétique a augmenté pour atteindre 313 300 b/j, le taux d'utilisation des installations de valorisation s'établissant à 90 %, comparativement à une production de pétrole brut synthétique de 280 300 b/j et à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 80 % en 2018, ce qui s'explique par l'excellente fiabilité observée en 2019 et par la diminution du volume de travaux de maintenance exécutés.

La production de bitume de Fort Hills a augmenté pour s'établir à 85 300 b/j en 2019, en comparaison de 66 100 b/j en 2018, en raison de l'accélération de la cadence de production observée tout au long de 2018, partiellement contrebalancée par l'incidence des réductions obligatoires de la production. Ces réductions continuent de peser sur Fort Hills, car elles sont appliquées en fonction des volumes de 2018, période où la cadence de production des installations augmentait progressivement pour atteindre la capacité nominale. La Société est néanmoins parvenue à atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production en 2019 en transférant à l'interne des crédits provenant du secteur Sables pétrolifères et en achetant des crédits provenant de tiers.

La quote-part de Suncor dans la production de Syncrude a augmenté pour s'établir à 172 300 b/j en 2019, contre 144 200 b/j en 2018, ce qui marque la deuxième meilleure année de production dans l'histoire des actifs, et ce, malgré les réductions obligatoires de la production. Cette augmentation est principalement attribuable à l'excellente fiabilité observée et à la diminution du volume de travaux de maintenance exécutés, lesquels se sont traduits par un taux d'utilisation des installations de valorisation de 85 % en 2019, en comparaison de 70 % en 2018. En 2019, la Société est parvenue à atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production en achetant des crédits auprès de partenaires et de tiers.

Volume et composition des ventes

Exercices clos les 31 décembre (kb/j)	2019	2018	2017
Volume des ventes du secteur Sables pétrolifères			
.....			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux	113,5	96,1	107,9
.....			
Diesel	26,0	28,8	27,5
.....			
Pétrole brut synthétique sulfureux	171,8	162,6	183,6
.....			
Produits valorisés (pétrole brut synthétique)	311,3	287,5	319,0
.....			
Bitume non valorisé <i>in situ</i>	101,4	134,0	110,6
.....			
Sables pétrolifères	412,7	421,5	429,6
.....			
Bitume de Fort Hills	86,1	57,3	—
.....			
Pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude	172,3	144,2	134,3
.....			
Total	671,1	623,0	563,9

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères a diminué pour s'établir à 412 700 b/j en 2019, en comparaison de 421 500 b/j en 2018, ce qui rend compte de l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur les volumes de production.

Les ventes de bitume de Fort Hills ont augmenté pour s'établir à 86 100 b/j, nets pour Suncor, en 2019, en comparaison de 57 300 b/j en 2018, ce qui reflète la hausse de la production.

Production de bitume provenant des activités d'exploitation

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Sables pétrolifères – Activités de base			
.....			
Production de bitume (kb/j)	289,9	258,8	305,4
.....			
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	434,8	378,0	464,4
.....			
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,67	0,68	0,66
.....			
Production <i>in situ</i>			
.....			
Production de bitume – Firebag (kb/j)	187,0	204,0	181,5
.....			
Ratio vapeur-pétrole – Firebag	2,7	2,7	2,7
.....			
Production de bitume – MacKay River (kb/j)	29,2	36,0	31,1
.....			
Ratio vapeur-pétrole – MacKay River	3,0	2,9	3,1
.....			
Total de la production de bitume <i>in situ</i> (kb/j)	216,2	240,0	212,6
.....			
Total de la production de bitume tirée des activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	506,1	498,8	518,0
.....			
Fort Hills			
.....			
Production de bitume (kb/j)	85,3	66,1	—
.....			
Mousse de bitume	—	1,3	—
.....			
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	140,5	106,2	—
.....			
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,61	0,63	—
.....			
Syncrude			
.....			
Production de bitume (kb/j)	205,4	172,0	163,6
.....			
Minerai de bitume extrait (en milliers de tonnes par jour)	330,5	277,5	252,7
.....			
Qualité du minerai de bitume (b/t)	0,62	0,62	0,63
.....			
Total de la production de bitume du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	796,8	738,2	681,6

La production de bitume du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour s'établir à 506 100 b/j en 2019, en comparaison de 498 800 b/j en 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à la grande fiabilité des installations de valorisation et à la hausse des volumes de bitume extrait qui en a découlé, partiellement contrebalancées par la diminution de la production *in situ* de bitume non valorisé qui a résulté des réductions obligatoires de la production, après maximisation du volume de bitume

provenant de Firebag valorisé pour en faire du pétrole brut synthétique.

La production de bitume de Syncrude a augmenté pour atteindre 205 400 b/j en 2019, contre 172 000 b/j en 2018, et elle reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur la production et qui sont mentionnés ci-dessus.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre
Dédouane faite des frais de transport,
mais avant redevances (\$/b)

	2019	2018	2017
Sables pétrolifères			
Pétrole brut synthétique et diesel	69,65	68,97	61,47
Bitume	42,08	24,70	33,47
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	62,87	54,91	54,26
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,20)	(29,24)	(11,91)
Bitume de Fort Hills	48,96	38,47	—
Syncrude (pétrole brut synthétique peu sulfureux)	73,45	70,19	66,05
Syncrude, par rapport au WTI	(2,62)	(13,97)	(0,12)

Le prix moyen obtenu pour la production du secteur Sables pétrolifères a augmenté pour se chiffrer à 62,87 \$/b en 2019, en comparaison de 54,91 \$/b en 2018, ce qui s'explique principalement par le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd et du pétrole brut synthétique qui a découlé des réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta et par l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, partiellement contrebalancés par la baisse du cours de référence du WTI.

Le prix moyen obtenu pour le bitume provenant de Fort Hills s'est établi à 48,96 \$/b en 2019, ce qui est supérieur à celui obtenu pour le bitume *in situ*, en raison de la plus grande proportion de ventes dans les régions centrales des États-Unis et sur la côte américaine du golfe du Mexique, où Suncor a été en mesure d'utiliser son réseau logistique afin de bénéficier des prix favorables sur le marché américain, conjuguée à une meilleure qualité de la mousse de bitume traitée au solvant paraffinique produite à Fort Hills. Le prix

moyen obtenu a été supérieur à celui obtenu en 2018 en raison de l'amélioration des écarts de prix du pétrole lourd et de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, facteurs qui ont été partiellement contrebalancés par la baisse du cours de référence du WTI.

Le prix moyen obtenu par Suncor pour la production de Syncrude a augmenté en 2019 pour s'établir à 73,45 \$/b, en comparaison de 70,19 \$/b en 2018, en raison du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut synthétique et de l'incidence de l'affaiblissement du dollar canadien, partiellement contrebalancés par la baisse du cours de référence du WTI.

Redevances

Les redevances ont été plus élevées en 2019 qu'en 2018, en raison surtout de la hausse du prix du bitume et de l'augmentation des volumes de production.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport a été plus élevé en 2019 qu'en 2018, 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.

Les coûts d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la production de barils de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, de la hausse des coûts des travaux d'extraction minière impartis à des sous-traitants liés aux volumes accrus de minerai traités et de la hausse des coûts des marchandises et des coûts des travaux de maintenance non planifiés.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté en 2019 par rapport à celles de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement de la cadence de production en 2018 et d'un plus grand nombre de travaux de maintenance planifiés.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude a été moins élevée que celle de l'exercice précédent, en raison surtout d'une diminution des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés attribuable à l'amélioration de la fiabilité.

Les frais de transport du secteur Sables pétrolifères de 2019 ont été comparables à ceux de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement de 2019 a augmenté par rapport à 2018 en raison de l'amortissement supplémentaire lié à la transition à IFRS 16.

Charges d'exploitation décaissées

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétroliers	8 027	7 577	6 262
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétroliers	4 639	4 222	4 067
Coûts non liés à la production ²⁾	(179)	(100)	(106)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(241)	(237)	(232)
Variations des stocks	48	(14)	1
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers ¹⁾ (en millions de dollars)	4 267	3 871	3 729
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers ¹⁾ (\$/b)	28,20	25,25	23,80
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	921	832	—
Coûts non liés à la production ²⁾	(115)	(120)	—
Variations des stocks	9	55	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (en millions de dollars)	815	767	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	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	2 467	2 523	2 195
Coûts non liés à la production ²⁾	(82)	(33)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (en millions de dollars)	2 385	2 490	2 158
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	37,95	47,25	44,05

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

1) Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- 2) 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. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent notamment les coûts de démarrage de projet, les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétroliers, au coût de production.
- 3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts des installations du secteur Sables pétroliers 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.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétroliers¹⁾ se sont établies en moyenne à 28,20 \$ en 2019, en comparaison de 25,25 \$ en 2018, ce qui reflète la hausse des coûts liés aux entrepreneurs miniers, des coûts des marchandises et des coûts liés aux travaux de maintenance non planifiés, ainsi que l'augmentation des coûts liés à la production de barils de pétrole synthétique brut à valeur plus élevée.

Les charges d'exploitation décaissées totales du secteur Sables pétroliers ont augmenté pour se chiffrer à 4,267 G\$, en comparaison de 3,871 G\$ en 2018.

En 2019, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétroliers, ont été plus élevés qu'en 2018, en raison surtout de l'augmentation des frais de recherche et de développement et de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Les variations des stocks du secteur Sables pétroliers en 2019 reflètent une accumulation de stocks de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée, partiellement contrebalancée par un prélèvement sur les stocks de bitume.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 26,15 \$ en 2019, comparativement à 31,20 \$ en 2018, ce qui rend compte de l'incidence de l'accroissement de la cadence de production tout au long de 2018.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ont diminué pour se chiffrer à 37,95 \$ en 2019, en comparaison de 47,25 \$ en 2018, en raison de l'amélioration de la fiabilité des installations de valorisation 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 2,385 G\$, en comparaison de 2,490 G\$ en 2018. L'augmentation des coûts non liés à la production par rapport à l'exercice précédent est attribuable à une hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Pertes de valeur d'actifs hors trésorerie

En raison de la volatilité persistante des cours du pétrole brut et des prévisions à la baisse des cours du pétrole brut lourd à long terme qui en découlent, la Société a effectué un test de dépréciation sur l'unité génératrice de trésorerie (« UGT ») de Fort Hills dans le secteur Sables pétrolifères. À la suite de ce test de dépréciation, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 2,80 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,91 G\$) au titre de sa quote-part du projet Fort Hills, au moyen des hypothèses propres aux actifs suivantes :

- des cours du WCS prévus de 40,75 \$ US/b en 2020, de 45,60 \$ US/b en 2021, de 49,65 \$ US/b en 2022, de 51,55 \$ US/b en 2023 et de 52,90 \$ US/b en 2024, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2060, 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 allant de 96 000 à 106 000 b/j pour la durée de vie du projet;
- des charges d'exploitation décaissées moyennes allant de 22 \$/b à 24 \$/b pour la durée de vie du projet (en dollars réels), ce qui reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ajustés pour tenir compte des coûts non liés à la production, y compris la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les produits liés à l'énergie excédentaire produite;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 7,5 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT Fort Hills s'établissait à 7,7 G\$ au 31 décembre 2019, ce qui comprend les coûts de conformité liés aux émissions de carbone qui devraient passer de 30 \$ par tonne en 2020 à 50 \$ par tonne en 2022, puis augmenter selon le taux d'inflation par la suite, conformément à la réglementation des gouvernements provincial et fédéral. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours prévisionnels du WCS et aux taux d'actualisation. Une diminution des cours de 5 % se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 1,2 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 900 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills.

Travaux de maintenance planifiés

L'achèvement des travaux de maintenance planifiés à Mackay River, qui était initialement prévu pour le troisième trimestre de 2020, a été devancé au premier trimestre de 2020 afin de coïncider avec une interruption survenue au quatrième trimestre de 2019 et de limiter ainsi les répercussions sur la

production annuelle. La Société prévoit mener des travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères ainsi que des travaux de révision annuels à Syncrude au deuxième trimestre de 2020. Des travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères devraient débiter au troisième trimestre de 2020 et se poursuivre au quatrième trimestre de 2020. Les prévisions de la Société pour 2020 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Faits saillants de 2019

- Les fonds provenant de l'exploitation du secteur E&P se sont accrus pour s'établir à 2,143 G\$, contre 1,779 G\$ en 2018, et le résultat d'exploitation a augmenté pour atteindre 1,141 G\$, en comparaison de 897 M\$ en 2018.
- Les activités de forage sont en cours à Hebron, six nouveaux puits de production ayant été mis en service en 2019. En 2019, la production à Hebron s'est établie en moyenne à 23 500 b/j, nets pour Suncor, en comparaison de 13 000 b/j en 2018.
- Les premiers barils de pétrole issus du projet Oda ont été produits plus tôt que prévu, et la production s'est établie en moyenne à 3 700 bep/j en 2019 et à 7 800 bep/j au quatrième trimestre de 2019.
- En 2019, la Société a autorisé le démarrage du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova d'une décennie environ. Ce projet devrait être achevé d'ici la fin de 2020.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le secteur Exploration et production 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 travaux liés au projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova devraient débiter au deuxième trimestre de 2020, le navire devant être remis en service au quatrième trimestre de 2020. La production à Terra Nova reprendra lorsque le projet sera achevé. Ce projet devrait permettre de prolonger d'une décennie environ la durée de production de Terra Nova, en plus d'accroître sa capacité. L'exécution de ces travaux permet d'apporter des améliorations au navire de production, de stockage et de déchargement afin d'accroître la capacité et l'efficacité de la production et de garantir la fiabilité de l'exploitation pendant sa durée de vie prolongée.

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 2020, parallèlement aux travaux de forage de développement menés à Hebron, à Hibernia, au projet d'extension ouest de White Rose, à la phase 2 de Buzzard et au projet Fenja en Norvège. La phase d'examen préalable à l'approbation du projet Rosebank a été amorcée, et une décision quant à

l'autorisation du démarrage du projet est attendue pour la fin 2022.

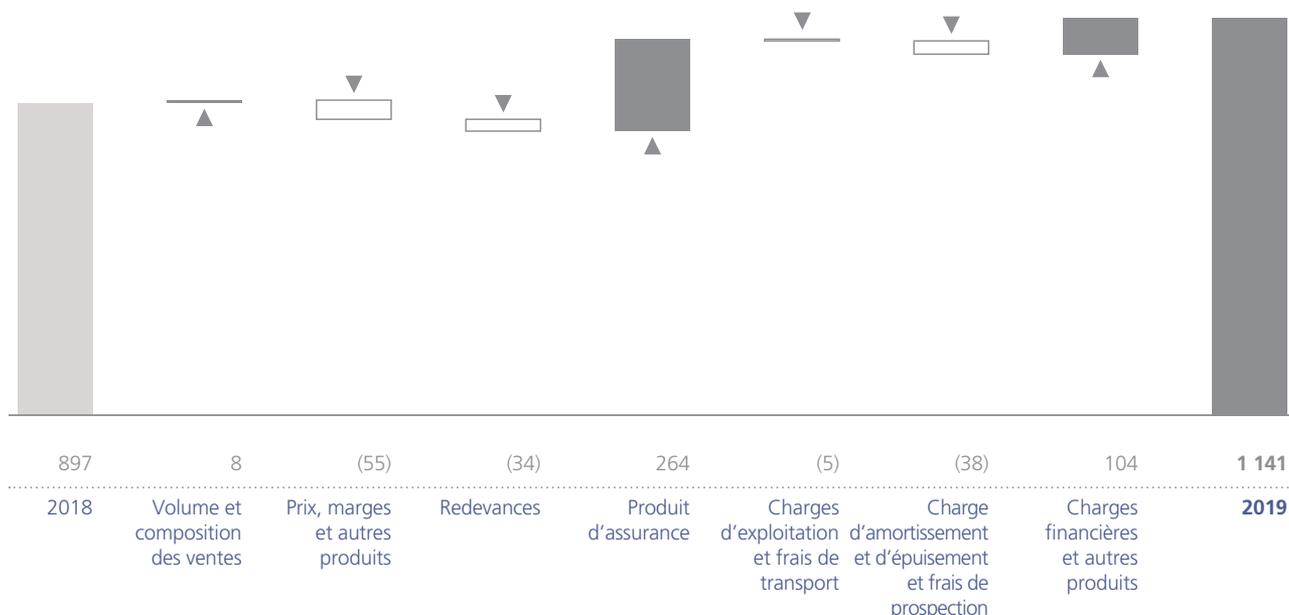
Grâce à son réseau intermédiaire et logistique, la Société assure l'accès au marché, maximise les prix obtenus pour la commercialisation du pétrole brut, assure la gestion des stocks et atténue les répercussions de certains facteurs extérieurs du marché.

Principales données financières¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Produits bruts ²⁾	3 372	3 474	3 177
Moins les redevances ²⁾	(302)	(257)	(266)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	3 070	3 217	2 911
Résultat net	1 005	807	721
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :			
Dépréciation d'actifs	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)	—	14
Résultat d'exploitation ⁵⁾	1 141	897	735
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	2 143	1 779	1 756

- 1) Les chiffres présentés pour 2018 et 2017 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les activités de négociation de l'énergie sont dorénavant comprises dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, les résultats des activités de négociation de l'énergie de Suncor étaient comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) 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 document et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 303 M\$ en 2019, de 395 M\$ en 2018 et de 310 M\$ en 2017, qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société.
- 3) 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 2017, la Société a comptabilisé des ajustements de l'impôt différé de la Société visant les actifs terrestres en Amérique du Nord par suite de la réforme fiscale adoptée aux États-Unis.
- 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 1,141 G\$ en 2019, en comparaison de 897 M\$ en 2018. Cette augmentation est principalement attribuable à la réception d'un produit d'assurance de 264 M\$ après impôt lié aux actifs de la Société en Libye et aux pertes comptabilisées au cours de l'exercice précédent à l'égard de la participation dans Canbriam, qui a été vendue en 2019. Le résultat d'exploitation s'est toutefois ressenti de la diminution des prix obtenus attribuable à la baisse du cours de référence du brut Brent, de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement et de la hausse des redevances. Le produit d'assurance dont il est fait mention ci-dessus pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui pourrait dépendre de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de la Société en Libye.

Le résultat net du secteur E&P s'est établi à 1,005 G\$ en 2019, en comparaison de 807 M\$ en 2018, et il 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 2019 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 393 M\$ comptabilisée à l'égard de la participation de la Société dans White Rose, tel qu'il est précisé ci-dessous, et d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 70 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022. Le résultat net de 2019 tient également compte d'un profit après impôt de 139 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans Canbriam et d'un profit après impôt de 48 M\$ découlant de la vente de certains actifs non essentiels.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 2,143 G\$ en 2019, en comparaison de 1,779 G\$ en 2018. Cette augmentation est principalement attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, après ajustement pour tenir compte de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement hors trésorerie.

Volumes de production

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
E&P Canada			
Terra Nova (kb/j)	11,6	11,7	11,5
Hibernia (kb/j)	20,1	22,1	28,5
White Rose (kb/j)	4,7	6,6	11,4
Hebron (kb/j)	23,5	13,0	0,4
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	0,5	1,9
Production totale d'E&P Canada (kbep/j)	59,9	53,9	53,7
E&P International			
Buzzard (kbep/j)	31,9	34,2	43,8
Golden Eagle (kbep/j)	9,0	12,4	19,6
Royaume-Uni (kbep/j)	40,9	46,6	63,4
Norvège – Oda (kbep/j)	3,7	—	—
Libye (kb/j)	2,3	2,9	4,5
Production totale d'E&P International (kbep/j)	46,9	49,5	67,9
Production totale (kbep/j)	106,8	103,4	121,6
Volume des ventes total (kbep/j)	106,0	102,8	120,8

Les volumes de production d'E&P Canada ont augmenté pour s'établir à 59 900 bep/j en 2019, en comparaison de 53 900 bep/j en 2018, en raison principalement de l'accélération de la cadence de production à Hebron tout au long de 2019, et du retour graduel constant de la production de White Rose jusqu'à une cadence normale, en partie contrebalancés par une panne imprévue survenue à Hibernia au cours de l'exercice.

La production d'E&P International s'est établie en moyenne à 46 900 bep/j en 2019, en comparaison de 49 500 bep/j en 2018, la hausse de la production provenant du projet Oda, où la production a débuté en 2019, ayant été plus que contrebalancée par la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Prix obtenus

Exercices clos les 31 décembre Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	2019	2018	2017
Exploration et production			
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	84,86	87,82	69,16
E&P Canada – gaz naturel (\$/kpi ³)	—	1,94	1,77
E&P International (\$/bep)	81,09	86,77	65,46
Prix moyen d'E&P (\$/bep)	82,92	86,96	66,20

Les prix moyens obtenus en 2019 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été moins élevés qu'en 2018, en raison de la diminution des cours de référence du Brent en 2019 et du calendrier des ventes acheminées par navire.

Redevances

Les redevances du secteur E&P ont été plus élevées en 2019 en raison de la hausse du volume des ventes de la côte Est du Canada.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été légèrement plus élevées en 2019 qu'en 2018, en raison principalement de l'ajout des charges d'exploitation liées à Hebron et d'une hausse des coûts de maintenance.

La charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur a augmenté en 2019 par rapport à l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'accélération de la cadence de production à Hebron, en partie contrebalancée par le fléchissement de la production au Royaume-Uni.

Les frais de prospection ont augmenté en 2019 par rapport à 2018, en raison des dépenses de prospection associées aux résultats des travaux de forage non commercial menés au large de la côte Est du Canada et dans la portion britannique de la mer du Nord.

Les charges financières et autres ont été plus favorables en 2019 qu'en 2018, ce qui s'explique par les pertes comptabilisées au cours de l'exercice précédent à l'égard de la participation dans Canbriam, qui a été vendue en 2019.

Pertes de valeur d'actifs hors trésorerie

Du fait de la hausse des dépenses en immobilisations prévues pour l'UGT de White Rose, la Société a procédé à un test de dépréciation en date du 31 décembre 2019. À la suite de ce test de dépréciation, la Société a comptabilisé une perte de valeur hors trésorerie de 393 M\$ (déduction faite de l'impôt de 128 M\$) au titre de sa quote-part des actifs du projet White Rose, au moyen des hypothèses propres aux actifs suivantes :

- des cours du Brent prévus de 65,00 \$ US/b en 2020, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2036, 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 8 700 b/j pour la durée de vie du projet;
- une quote-part de la Société dans les dépenses en immobilisations futures de 1,4 G\$, ce qui tient compte du projet d'extension ouest de White Rose;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT White Rose s'établissait à 360 M\$ au 31 décembre 2019, ce qui comprend les coûts de conformité liés aux émissions de carbone qui devraient passer de 30 \$ par tonne en 2020 à 50 \$ par tonne en 2022, puis augmenter selon le taux d'inflation par la suite, conformément à la réglementation des gouvernements provincial et fédéral. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours prévisionnels du Brent et aux taux d'actualisation. Une diminution des cours de 5 % se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 85 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de White Rose. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 35 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de White Rose.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

Les travaux visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova devraient débuter au deuxième trimestre de 2020, le navire devant être remis en service au quatrième trimestre de 2020. La production à Terra Nova reprendra lorsque le projet sera achevé. Ce projet vise à prolonger la durée de vie de l'actif de Terra Nova et à accroître sa capacité. L'incidence prévue de la mise hors service de l'actif est prise en compte dans les perspectives de la Société pour 2020.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

Faits saillants de 2019

- Le secteur R&C a enregistré des fonds provenant de l'exploitation records de 3,863 G\$ et un résultat d'exploitation de 2,912 G\$ en 2019, en comparaison de fonds provenant de l'exploitation de 3,798 G\$ et d'un résultat d'exploitation de 3,154 G\$ en 2018.
- Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 438 900 b/j en 2019, en hausse comparativement à 430 800 b/j en 2018, en raison du taux élevé d'utilisation des raffineries en 2019. Le taux moyen d'utilisation des raffineries s'est établi à 95 % en 2019, contre 93 % en 2018.
- Les ventes de produits raffinés se sont chiffrées à 539 400 b/j, atteignant des volumes records dans les circuits de commercialisation en 2019, ainsi qu'un

nouveau record annuel pour les ventes au détail au Canada, ce qui reflète la forte demande soutenue pour les produits.

- Le secteur R&C demeure un volet essentiel du modèle d'affaires intégré de la Société qui permet à Suncor de bien se protéger contre la volatilité des écarts de prix du pétrole brut dans le secteur Sables pétrolifères grâce à la diminution des coûts des charges d'alimentation. En 2019, environ 56 % des charges d'alimentation en brut de la Société traitées dans les raffineries de celle-ci étaient du pétrole brut synthétique produit à l'interne et du bitume dilué.
- En 2019, Suncor a également achevé le déploiement d'un réseau pancanadien de bornes de charge rapide pour véhicules électriques, ce qui témoigne de son engagement continu à investir dans des projets axés sur le développement durable et le progrès technologique.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Le réseau du 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 et de garantir les prix obtenus pour une partie de la production du secteur Sables pétrolifères.

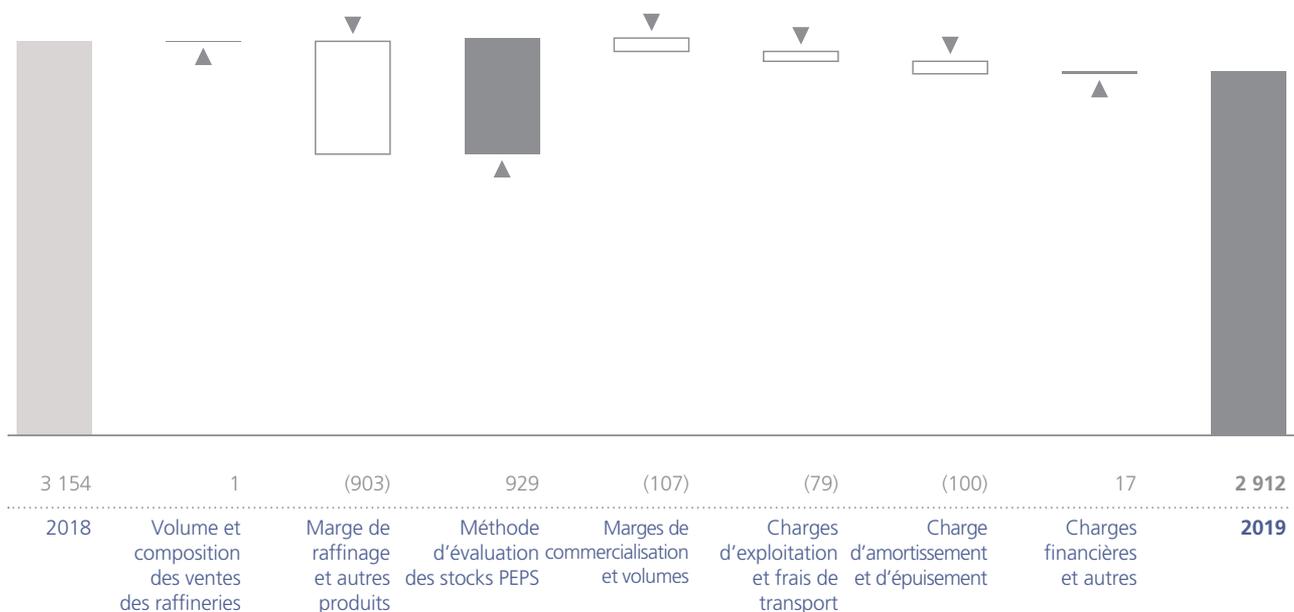
En 2019, Suncor a continué de mettre à profit la force de sa marque Petro-Canada^{MC} dans le cadre d'une campagne d'envergure nationale visant à accroître les volumes de ventes et les produits non liés au pétrole par l'entremise de son réseau de dépanneurs et de lave-autos, et elle poursuivra ces initiatives en 2020.

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.

Principales données financières¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Produits d'exploitation	22 304	23 778	19 755
Résultat net	3 000	3 154	2 622
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	(88)	—	(140)
Profit sur les cessions importantes ³⁾	—	—	(354)
Résultat d'exploitation ⁴⁾	2 912	3 154	2 128
Fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾	3 863	3 798	2 823

- 1) Les chiffres présentés pour 2018 et 2017 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les activités de négociation de l'énergie sont dorénavant comprises dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, les résultats des activités de négociation de l'énergie de Suncor étaient comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) En 2017, la Société a comptabilisé un ajustement de l'impôt différé lié à la réforme fiscale adoptée aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des Sociétés de 35 % à 21 %.
- 3) Profit après impôt découlant de la vente des activités liées aux lubrifiants de la Société.
- 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.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation annuel de 2,912 G\$ en 2019, en comparaison de 3,154 G\$ en 2018. Le recul est attribuable à la diminution des marges de raffinage qui a résulté principalement du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut, à la diminution des marges de commercialisation et à la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement, partiellement compensées par un profit lié à la méthode PEPS en 2019 comparativement à une perte liée à la méthode PEPS au cours de l'exercice précédent attribuable à la baisse marquée des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés vers la fin de 2018.

Le résultat net s'est établi à 3,000 G\$ en 2019, contre 3,154 G\$ en 2018, et il reflète l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Le résultat net de 2019 tient compte également d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 88 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui diminuera de 1 % chaque année de 2019 à 2022.

Le secteur R&C a dégagé des fonds provenant de l'exploitation annuels records de 3,863 G\$ en 2019, en comparaison de 3,798 G\$ en 2018, en raison principalement des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement hors trésorerie.

Volumes

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Pétrole brut traité (kb/j)			
Est de l'Amérique du Nord	203,3	208,1	206,4
Ouest de l'Amérique du Nord	235,6	222,7	234,8
Total	438,9	430,8	441,2
Taux d'utilisation des raffineries¹⁾²⁾ (%)			
Est de l'Amérique du Nord	92	94	93
Ouest de l'Amérique du Nord	98	93	98
Total	95	93	96
Ventes de produits raffinés (kb/j)			
Essence	246,6	245,6	242,9
Distillat	218,1	203,4	199,3
Autres	74,7	78,4	88,3
Total	539,4	527,4	530,5
Marge de raffinage ²⁾ (\$/b)	33,15	34,50	24,20
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	5,35	5,35	5,05

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) L'évaluation des stocks selon la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mises en garde – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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

Le taux d'utilisation des raffineries s'est établi en moyenne à 95 % en 2019, en comparaison de 93 % en 2018. Cette augmentation est principalement attribuable au moins grand volume de travaux de maintenance planifiés exécutés en 2019 par rapport à 2018, notamment les tout premiers travaux de révision complets portant sur la raffinerie d'Edmonton en 2018.

Les ventes totales de produits raffinés se sont établies à 539 400 b/j en 2019, en comparaison de 527 400 b/j en 2018, atteignant des volumes records dans les circuits de commercialisation en 2019, ainsi qu'un nouveau record annuel pour les ventes au détail au Canada, ce qui reflète la forte demande pour les produits et les volumes de ventes en gros records enregistrés au Canada.

Prix et marges

En ce qui concerne les activités de raffinage et d'approvisionnement, les prix et les marges sur les produits, y compris l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS, ont été légèrement plus élevés en 2019 qu'en 2018, et ils rendent compte essentiellement de ce qui suit :

- Le contexte commercial s'est révélé moins favorable dans l'ensemble grâce au rétrécissement considérable des écarts de prix du brut.
- En 2019, l'utilisation par la Société de la méthode PEPS, au lieu de la méthode DEPS¹⁾, pour comptabiliser les stocks a eu une incidence positive sur les marges de raffinage et le résultat net d'environ 461 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence négative de 468 M\$ après impôt en 2018, ce qui représente une incidence positive de 929 M\$ d'un exercice à l'autre.

Les marges brutes de commercialisation ont été moins élevées en 2019 qu'en 2018, en raison principalement des conditions du marché des produits finis.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport ont augmenté en 2019 par rapport à 2018, en raison surtout de la hausse des coûts liés à l'expansion des activités et de la charge de rémunération fondée sur des actions.

La charge d'amortissement et d'épuisement a augmenté en 2019 par rapport à celle inscrite à l'exercice précédent, en raison de la mise en œuvre d'IFRS 16.

Travaux de maintenance planifiés

La Société prévoit un certain nombre de travaux de maintenance planifiés, dont des travaux de révision d'une durée de deux semaines à la raffinerie de Commerce City au premier trimestre de 2020, des travaux de révision d'une durée de deux semaines à la raffinerie de Sarnia au deuxième trimestre de 2020, des travaux de révision d'une durée de quatre semaines à la raffinerie d'Edmonton au troisième trimestre de 2020 et des travaux de révision d'une durée de six semaines à la raffinerie de Montréal au troisième trimestre et au quatrième trimestre de 2020. L'incidence estimative de ces travaux de maintenance a été prise en compte dans les prévisions de la Société pour 2020.

SIÈGE SOCIAL ET ÉLIMINATIONS

Faits saillants de 2019

- La Société a versé au total 2,614 G\$ en dividendes en 2019, soit une hausse de 17 % par action ordinaire par rapport à l'exercice précédent, ce qui fait de 2019 la 17^e année consécutive d'augmentation des dividendes pour Suncor.
- La Société a racheté, aux fins d'annulation, 55,3 millions de ses actions ordinaires en 2019 pour 2,274 G\$, ce qui représente 3,6 % du total des actions ordinaires en circulation, et a réduit sa dette de 425 M\$ grâce à la marge de manœuvre que lui procure toujours sa stratégie de répartition du capital.
- Suncor a approuvé le projet de parc éolien Forty Mile, qui devrait générer de la valeur grâce à une production d'électricité durable à faibles émissions de carbone et à la conservation des crédits de carbone générés pour les utiliser dans les activités en amont de Suncor.
- En 2019, la Société a accru ses investissements dans la technologie propre, notamment en faisant l'acquisition d'une participation de 73 M\$ dans Enerkem Inc., une entreprise de conversion des déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables.
- Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une hausse de 11 % du dividende trimestriel ainsi que le renouvellement du programme de rachat d'actions. Le dividende trimestriel passe ainsi de 0,420 \$ à 0,465 \$ par action ordinaire, tandis que des rachats d'actions d'une valeur maximale de 2,0 G\$ sont autorisés à compter du 1^{er} mars 2020.

Mise à jour concernant la stratégie et les dépenses en immobilisations

Procurer des rendements aux actionnaires demeure une priorité absolue pour Suncor, comme en font foi les hausses de dividende passées et l'engagement de la Société envers son programme de rachat d'actions. Depuis l'ouverture de l'exercice 2017, la Société a procédé à des rachats d'actions d'une valeur de 12,4 G\$ en date du 25 février 2020, ce qui correspond à environ 21 % du total des actions ordinaires en circulation de la Société. En 2020, le conseil d'administration a approuvé des rachats d'actions supplémentaires pouvant atteindre 2,0 G\$, ce qui renforce la confiance de la Société en sa capacité à générer des flux de trésorerie et son engagement à redistribuer de la trésorerie aux actionnaires.

L'investissement dans l'énergie éolienne 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 dans le sud de l'Alberta. Ce projet d'énergie renouvelable d'une capacité de 200 MW représente des dépenses en immobilisations totales estimées à 300 M\$, dont 25 % en 2019 et le reste au cours des deux prochaines années. Cette approche d'investissement dans les énergies renouvelables devrait générer de la valeur 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. 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 d'ici 2030.

En 2020, la Société prévoit poursuivre ses efforts qui visent à accélérer 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. Dans le cadre de sa transformation numérique, Suncor a conclu une alliance stratégique avec Microsoft. Cette alliance permet à Suncor d'utiliser la gamme complète de solutions infonuagiques de Microsoft dans le but de donner aux employés la possibilité de travailler dans un environnement connecté et collaboratif, d'élaborer une plateforme de données polyvalente permettant d'accroître les capacités d'analyse, de s'associer à des experts et d'avoir accès à des technologies de pointe.

Principales données financières¹⁾

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	2019	2018	2017
Résultat net	(679)	(1 613)	121
Ajusté pour tenir compte de ce qui suit :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(590)	989	(702)
Perte sur les swaps de taux d'intérêt ²⁾	—	—	20
Perte hors trésorerie découlant du remboursement anticipé d'une dette à long terme ³⁾	—	—	28
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	—	(83)
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ⁵⁾	(48)	—	2
Résultat d'exploitation ⁶⁾	(1 317)	(624)	(614)
<i>Siège social et énergie renouvelable</i>	<i>(1 113)</i>	<i>(876)</i>	<i>(532)</i>
<i>Éliminations – profit intersectoriel (éliminé) réalisé</i>	<i>(204)</i>	<i>252</i>	<i>(82)</i>
Fonds provenant de l'exploitation ⁶⁾	(1 249)	(369)	(174)

- Les chiffres présentés pour 2018 et 2017 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les activités de négociation de l'énergie sont dorénavant comprises dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, les résultats des activités de négociation de l'énergie de Suncor étaient comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- En 2017, la Société a comptabilisé une perte après impôt de 20 M\$ sur des swaps de taux d'intérêt différés en raison des variations des taux d'intérêt à long terme.
- En 2017, la Société a remboursé des tranches de 1,250 G\$ US, de 600 M\$ US et de 700 M\$ de sa dette à long terme à intérêt élevé qui devaient initialement arriver à échéance en 2018, ce qui a permis de réduire les charges financières et donné lieu à un avantage économique net. Par suite du remboursement anticipé, la Société a inscrit une charge après impôt de 28 M\$, déduction faite des profits sur couverture de change réalisés connexes.
- En 2017, la Société a comptabilisé un profit après impôt de 83 M\$ par suite de la vente de sa participation dans la centrale éolienne Cedar Point.
- En 2017, la Société a comptabilisé un ajustement de l'impôt différé lié à la réforme fiscale adoptée aux États-Unis, laquelle s'est surtout traduite par une baisse du taux d'imposition des Sociétés de 35 % à 21 %.
- 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 1,113 G\$ pour 2019, en comparaison d'une perte d'exploitation de 876 M\$ pour 2018, ce qui reflète des profits de change liés aux activités d'exploitation moins élevés en 2019 qu'à l'exercice précédent, la hausse de la charge de rémunération fondée sur des actions, l'augmentation des charges d'intérêts et la diminution des intérêts inscrits à l'actif. En 2019, la Société a incorporé une tranche de 122 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 156 M\$ en 2018, cette baisse étant attribuable à la mise en service graduelle de Fort Hills en 2018.

Exercices clos les 31 décembre	2019	2018	2017
Volume de production d'énergie renouvelable commercialisé (gigawattheures) ¹⁾	184	183	255

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

Éliminations – Profit intersectoriel (éliminé) réalisé

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 2019, la Société a éliminé un profit intersectoriel après impôt de 204 M\$, tandis qu'elle avait réalisé un profit de 252 M\$ en 2018. La variation d'un exercice à l'autre est principalement attribuable à l'augmentation des marges sur le brut du secteur Sables pétrolifères observée en 2019, en raison du fait que les charges d'alimentation à faible marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ont été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à plus forte marge, ce qui a donné lieu à une élimination de profit à l'échelle de la Société.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 679 M\$ en 2019, en comparaison d'une perte nette de 1,613 G\$ en 2018. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette de 2019 rend compte d'un profit de

change latent après impôt de 590 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un recouvrement d'impôt différé de 48 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés du gouvernement de l'Alberta au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %. La perte nette de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente de 989 M\$ après à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Les fonds affectés à l'exploitation inscrits par le secteur Siège social et éliminations se sont élevés à 1,249 G\$ en 2019, en comparaison de 369 M\$ en 2018, 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 2019

Faits saillants financiers et d'exploitation¹⁾

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

	2019	2018
Résultat net		
Sables pétroliers	(2 682)	(377)
Exploration et production	(162)	(115)
Raffinage et commercialisation	558	762
Siège social et éliminations	(49)	(550)
Total	(2 335)	(280)
Résultat d'exploitation²⁾		
Sables pétroliers	277	(377)
Exploration et production	231	108
Raffinage et commercialisation	558	762
Siège social et éliminations	(284)	87
Total	782	580
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation²⁾		
Sables pétroliers	1 405	607
Exploration et production	555	331
Raffinage et commercialisation	793	873
Siège social et éliminations	(200)	196
Total des fonds provenant de l'exploitation	2 553	2 007
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(249)	1 033
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 304	3 040
Volumes de production (kbep/j)		
Sables pétroliers	662,3	740,8
Exploration et production	115,9	90,2
Total	778,2	831,0

- 1) Les chiffres présentés pour 2018 ont été retraités pour refléter le changement que la Société a apporté à la présentation des résultats sectoriels relatifs à ses activités liées à la négociation de l'énergie, sans que cela n'ait d'incidence sur les résultats consolidés dans leur ensemble. Les activités de négociation de l'énergie sont dorénavant comprises dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, les résultats des activités de négociation de l'énergie de Suncor étaient comptabilisés dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.
- 2) 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 2,335 G\$ pour le quatrième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte nette de 280 M\$ 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 :

- Au quatrième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétroliers, 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 son secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 393 M\$ liées à sa participation dans 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 profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains s'est chiffré à 235 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019, en comparaison d'une perte de change latente après impôt de 637 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018.
- Au quatrième trimestre de 2018, le secteur E&P a comptabilisé une perte de valeur après impôt de 223 M\$ liée au placement en titre de capitaux propres de la Société dans Canbriam, ce qui tient compte du renversement d'un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé au premier trimestre de 2018 lorsque le placement en titres de capitaux propres a été acquis au moyen d'un échange d'actifs, pour une perte de valeur nette après impôt de 90 M\$ en 2018.

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

Les fonds provenant de l'exploitation, qui se sont établis à 2,553 G\$ au quatrième trimestre de 2019, comparativement à 2,007 G\$ au quatrième trimestre de 2018, reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation à la rubrique « Analyse sectorielle » ci-après, exception faite de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement et de la charge de rémunération fondée sur des actions hors trésorerie.

Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, se sont établis à 2,304 G\$ au quatrième trimestre de 2019, contre 3,040 G\$ au quatrième trimestre de 2018, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation présentés ci-après, exception faite de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement et de la charge de rémunération fondée sur des actions. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation reflètent également une sortie de trésorerie liée au fonds de roulement en 2019, comparativement à une entrée de trésorerie en 2018, ce qui s'explique par une diminution des

soldes de créances et de la valeur des stocks des raffineries attribuable aux cours de référence moins élevés à la fin de l'exercice.

Analyse sectorielle

Sables pétrolifères

Pour le quatrième trimestre de 2019, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un résultat d'exploitation de 277 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 377 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette progression s'explique principalement par la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut qui a résulté de 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. Elle a été partiellement contrebalancée par la baisse globale des volumes de production qui a découlé des travaux de maintenance planifiés et des réductions obligatoires de la production ainsi que de l'augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement.

La production du secteur Sables pétrolifères s'est établie à 418 100 b/j au quatrième trimestre de 2019, contre 432 700 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La baisse de la production est essentiellement attribuable aux travaux de maintenance, notamment les travaux de maintenance planifiés menés tous les ans aux installations de cokéfaction du secteur Sables pétrolifères – Activités de base, la perte de rendement accrue liée à l'accroissement de la production de pétrole brut synthétique, les réductions obligatoires de la production et une interruption survenue à MacKay River, qui devrait reprendre ses activités au début du deuxième trimestre de 2020. Le taux d'utilisation des installations de valorisation s'est établi à 86 % au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 79 % au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

La production de Fort Hills s'est élevée à 87 900 b/j en moyenne au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 98 500 b/j au quatrième trimestre de l'exercice précédent. La diminution de la production est attribuable aux travaux de maintenance planifiés qui ont été menés à bien au cours du trimestre ainsi qu'aux réductions obligatoires de la production. Ces réductions continuent de peser sur Fort Hills, car elles sont appliquées en fonction des volumes de 2018, période où la cadence de production des installations augmentait progressivement pour atteindre la capacité nominale. La Société est néanmoins parvenue à atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production en transférant à l'interne des crédits provenant du secteur Sables pétrolifères et en achetant des crédits provenant de tiers.

La quote-part de Suncor dans la production et les ventes de Syncrude s'est établie à 156 300 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 209 600 b/j au quatrième

trimestre de l'exercice précédent. Cette diminution est principalement attribuable aux travaux de maintenance planifiés entrepris au troisième trimestre de 2019 et achevés au quatrième trimestre, alors que la Société n'avait pas mené de travaux de maintenance planifiés au quatrième trimestre de 2018, et aux réductions obligatoires de la production. Une fois les travaux de maintenance achevés, Syncrude a pu atténuer l'incidence des réductions obligatoires de la production sur les volumes en achetant des crédits provenant de partenaires et de tiers.

Le volume des ventes du secteur Sables pétrolifères s'est chiffré à 417 600 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 460 500 b/j au quatrième trimestre de 2018, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la production, combinés aux prélèvements sur les stocks effectués au cours du quatrième trimestre de l'exercice précédent.

Exploration et production

Le secteur E&P a inscrit un résultat d'exploitation de 231 M\$ au quatrième trimestre de 2019, en hausse comparative à celui de 108 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement d'un accroissement des volumes de production provenant de la côte Est du Canada et d'une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut, partiellement contrebalancés par une augmentation des redevances et de la charge d'amortissement et d'épuisement attribuable à un accroissement de la production. Le montant inscrit à titre de charges financières et autres au quatrième trimestre de 2019 est inférieur à celui inscrit au quatrième trimestre de 2018, du fait que le quatrième trimestre de l'exercice précédent tenait compte de pertes liées à un placement en titres de capitaux propres dans Canbriam, que la Société a vendu par la suite.

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 69 600 bep/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 47 900 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cet accroissement de la production est principalement attribuable à l'accélération de la cadence de production à Hebron tout au long de 2019 et à l'incidence d'une interruption temporaire de la production causée par une violente tempête qui a touché l'ensemble des actifs de la côte Est du Canada du secteur E&P au quatrième trimestre de l'exercice précédent.

La production du secteur E&P International a augmenté pour s'établir à 46 300 bep/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 42 300 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison surtout de la hausse de la production provenant du projet Oda, où la production a débuté vers la fin du premier trimestre de 2019, partiellement contrebalancée par la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Raffinage et commercialisation

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 558 M\$ pour le quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 762 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le recul du résultat d'exploitation est principalement à la diminution des marges de raffinage qui a résulté du rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut, à la baisse du débit de traitement du brut par les raffineries et à la diminution des marges de commercialisation, partiellement compensées par l'incidence favorable de la comptabilisation d'une moins grande perte liée à la méthode PEPS, puisque le résultat d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'une importante perte liée à la méthode PEPS attribuable à la baisse marquée des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 447 500 b/j au quatrième trimestre de 2019, contre 467 900 b/j au quatrième trimestre de 2018. Le taux d'utilisation a été élevé pour chacune des deux périodes, s'établissant respectivement à 97 % et à 101 %.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour se chiffrer à 534 600 b/j au quatrième trimestre de 2019, en comparaison de 530 600 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète un volume considérable de ventes au détail.

Siège social et éliminations

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 284 M\$ pour le quatrième trimestre de

2019, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 87 M\$ pour le quatrième trimestre de 2018. Au quatrième trimestre de 2019, la Société a réalisé un profit intersectoriel après impôt de 11 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel après impôt de 265 M\$ au quatrième trimestre de 2018. La réalisation d'un profit différé au quatrième trimestre de 2019 s'explique par la baisse des prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères au cours du trimestre, les charges d'alimentation à forte marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ayant été vendues et remplacées par des charges d'alimentation en pétrole brut à plus faible marge. La réalisation d'un profit différé au trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait à la diminution des cours de référence pour la production du secteur Sables pétrolifères qui avait résulté de l'important élargissement des écarts de prix du pétrole brut.

Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par la charge de rémunération fondée sur des actions engagée au quatrième trimestre de 2019, comparativement à un produit de rémunération fondée sur des actions au trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par la comptabilisation d'un profit de change lié aux activités d'exploitation moins élevé qu'au quatrième trimestre de 2018. Au quatrième trimestre de 2019, Suncor a incorporé une tranche de 37 M\$ de ses coûts d'emprunt au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, en comparaison d'une tranche de 28 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. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolières	662,3	670,0	692,2	657,2	740,8	651,7	547,6	571,7
Exploration et production	115,9	92,3	111,7	107,1	90,2	92,1	114,1	117,7
	778,2	762,3	803,9	764,3	831,0	743,8	661,7	689,4
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	9 487	9 803	10 071	8 983	8 561	10 847	10 327	8 807
Autres produits (pertes)	111	93	27	414	384	16	101	(57)
	9 598	9 896	10 098	9 397	8 945	10 863	10 428	8 750
Résultat net	(2 335)	1 035	2 729	1 470	(280)	1 812	972	789
par action ordinaire – de base (en dollars)	(1,52)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,12	0,60	0,48
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(1,52)	0,67	1,74	0,93	(0,18)	1,11	0,59	0,48
Résultat d'exploitation¹⁾	782	1 114	1 253	1 209	580	1 557	1 190	985
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,51	0,72	0,80	0,77	0,36	0,96	0,73	0,60
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	2 553	2 675	3 005	2 585	2 007	3 139	2 862	2 164
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,66	1,72	1,92	1,64	1,26	1,94	1,75	1,32
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	2 304	3 136	3 433	1 548	3 040	4 370	2 446	724
par action ordinaire – de base (en dollars)	1,50	2,02	2,19	0,98	1,90	2,70	1,50	0,44
RCI¹⁾ (% sur 12 mois)	4,9	9,7	10,4	8,2	8,0	9,7	8,3	6,5
RCI ^{1),2)} , compte non tenu des projets majeurs en cours (% sur 12 mois)	5,1	9,9	10,6	8,3	8,2	10,4	9,5	7,8
Profit (perte) de change latent(e) sur la dette libellée en dollars américains, après impôt	235	(127)	221	261	(637)	195	(218)	(329)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	42,56	41,79	40,85	43,31	38,13	49,98	53,50	44,49
Bourse de New York (\$ US)	32,80	31,58	31,16	32,43	27,97	38,69	40,68	34,54

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, aurait été de 8,7 % au deuxième trimestre de 2019, de 8,0 % au troisième trimestre de 2019 et de 8,6 % au quatrième trimestre de 2019 compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ au quatrième trimestre de 2019 et 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. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018	30 sept. 2018	30 juin 2018	31 mars 2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	56,95	56,45	59,85	54,90	58,85	69,50	67,90	62,90
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	63,30	61,90	68,85	63,20	67,80	75,25	74,40	66,80
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	9,30	5,20	6,90	5,00	4,35	10,20	12,40	7,70
MSW à Edmonton	\$ CA/b	68,10	68,35	73,40	66,45	42,70	82,10	80,95	72,45
WCS à Hardisty	\$ US/b	41,10	44,20	49,20	42,50	19,50	47,35	48,65	38,60
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(15,85)	(12,25)	(10,65)	(12,40)	(39,35)	(22,15)	(19,25)	(24,30)
(Écart) prime – pétrole synthétique/WTI	\$ US/b	(0,70)	0,40	0,15	(2,30)	(21,60)	(0,90)	(0,65)	(1,45)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	53,00	52,00	55,90	50,55	45,30	66,80	68,50	63,15
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,50	0,95	1,05	2,55	1,60	1,20	1,20	1,75
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	46,95	46,85	56,35	70,75	55,55	54,45	56,00	34,95
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	18,50	19,75	22,40	19,10	18,75	19,50	21,45	17,95
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	14,45	17,05	21,55	15,30	16,25	19,90	19,10	14,30
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	25,75	23,85	29,15	19,35	24,25	22,05	28,75	21,05
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	17,10	20,00	21,70	17,85	17,45	19,30	20,50	16,35
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,76	0,76	0,75	0,75	0,76	0,77	0,77	0,79
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,77	0,76	0,76	0,75	0,73	0,77	0,76	0,78

- 1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. 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 tels que les réductions obligatoires de la production dans la province d'Alberta mises en œuvre à compter du 1^{er} janvier 2019 et en vigueur tout au long de l'exercice 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 2019, la Société a comptabilisé, dans son 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 son 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 au cours des quatre prochaines années pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- Au cours du 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.
- Le résultat net du quatrième trimestre de 2018 tient compte d'une perte de valeur après impôt de 223 M\$ comptabilisée par le secteur E&P en lien avec le placement en titres de capitaux propres de la Société dans Canbriam, ce qui tient compte du renversement d'un profit après impôt de 133 M\$ comptabilisé au premier trimestre de 2018 lorsque le placement en titres de capitaux propres a été acquis au moyen d'un échange d'actifs, pour une perte de valeur nette après impôt de 90 M\$ en 2018.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2018 tient compte d'un profit après impôt de 60 M\$ comptabilisé par le secteur Sables pétrolifères par suite de la vente de la participation de la Société dans le projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn.

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)	2019	2018	2017
Sables pétrolifères	3 522	3 546	5 059
Exploration et production	1 070	946	824
Raffinage et commercialisation	818	856	634
Siège social et éliminations	148	58	34
Total	5 558	5 406	6 551
Moins les intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(122)	(156)	(729)
	5 436	5 250	5 822

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par catégorie, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif¹⁾

Exercice clos les 31 décembre 2019 (en millions de dollars)	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ²⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ³⁾	Total
Sables pétrolifères			
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	1 667	164	1 831
<i>In situ</i>	113	575	688
<i>Fort Hills</i>	331	72	403
<i>Syncrude</i>	493	46	539
Exploration et production	5	1 011	1 016
Raffinage et commercialisation	566	245	811
Siège social et éliminations	52	96	148
	3 227	2 209	5 436

- 1) La Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer selon deux catégories, soit « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance » et « dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait.
- 2) 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.
- 3) 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.

En 2019, Suncor a affecté un montant total de 5,436 G\$ aux immobilisations corporelles et aux activités de prospection, compte non tenu des coûts d'emprunt incorporés à l'actif de 122 M\$. Les activités menées en 2019 comprennent celles décrites ci-après.

Sables pétrolifères – Activités de base

Le secteur Sables pétrolifères – Activités de base a engagé en 2019 des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance totalisant 1,667 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, notamment par la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers. Le programme de maintenance planifiée de la Société pour 2019 prévoyait des travaux de maintenance

planifiés à l'usine de valorisation 1 au printemps et des travaux de maintenance d'envergure à l'usine de valorisation 2 à l'automne, 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.

Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques de 164 M\$ du secteur Sables pétrolifères – Activités de base pour 2019 ont été affectées principalement à des projets qui devraient améliorer la capacité de production. La Société a également investi dans le remplacement de ses chaudières à coke par une nouvelle centrale de cogénération afin de faire progresser la production d'électricité à faibles émissions de carbone, ainsi que dans la construction du projet de pipelines

d'interconnexion entre l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude.

Activités *in situ*

Les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 688 M\$, dont 575 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.

Fort Hills

Les dépenses en immobilisations de Fort Hills se sont établies à 403 M\$ en 2019. De ce montant, une tranche de 72 M\$ a été affectée directement aux investissements économiques.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de 331 M\$ engagées comprennent 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 539 M\$ en 2019. 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.

Exploration et production

En 2019, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 1,016 G\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hibernia, à Hebron et à Buzzard et des travaux de mise en valeur du projet Terra Nova, 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 811 M\$ en 2019, se rapportent principalement au maintien continu et aux améliorations des raffineries et des activités de vente au détail ainsi qu'à d'autres projets d'investissement économique dans la logistique et du réseau de vente au détail et en gros de la Société, y compris dans un réseau de bornes de charge rapide pour véhicules électriques.

Siège social

Les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 148 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information et au projet de parc éolien Forty Mile.

Suncor prévoit que les dépenses en immobilisations de 2020 seront affectées aux projets et initiatives suivants :

Sables pétrolifères

En 2020, 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 et à poursuivre la construction du projet de pipelines d'interconnexion entre l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude. 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.

Les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance seront 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 2020 seront axées sur le développement continu de projets d'exploitation minière et de gestion des résidus afin de préserver la capacité de production. En outre, Fort Hills continue d'investir dans l'amélioration de l'efficacité de l'exploitation minière grâce à la mise en œuvre du système de transport autonome.

Syncrude

En 2020, les plans d'investissement économique prévoient des capitaux visant à poursuivre le prolongement ouest de la mine Mildred Lake et le projet de construction des pipelines d'interconnexion entre le secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude, ce qui devrait accroître l'intégration de ces actifs et améliorer la fiabilité à Syncrude.

En 2020, 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.

Exploration et production

En 2020, les dépenses en immobilisations devraient inclure des investissements économiques dans le projet d'extension ouest de White Rose, à Hibernia, à Buzzard et à Hebron, ainsi que dans le projet Fenja mené en Norvège.

En 2019, la Société a autorisé le démarrage du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova d'une décennie environ. Ce projet devrait être achevé d'ici la fin de 2020.

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 2020, 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)	2019	2018	2017
Flux de trésorerie liés aux			
Activités d'exploitation	10 421	10 580	8 966
Activités d'investissement	(5 088)	(6 697)	(5 019)
Activités de financement	(5 537)	(4 426)	(4 223)
(Perte) profit de change sur la trésorerie et les équivalents de trésorerie	(57)	92	(68)
Diminution de la trésorerie et des équivalents de trésorerie	(261)	(451)	(344)
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice	1 960	2 221	2 672
Rendement du capital investi (%) ¹⁾			
Compte non tenu des projets majeurs en cours ²⁾³⁾	5,1	8,2	8,6
Compte tenu des projets majeurs en cours ²⁾	4,9	8,0	6,7
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ¹⁾⁴⁾⁵⁾ (en nombre de fois)	1,5	1,5	1,4
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)			
Base du résultat ⁶⁾	3,4	6,4	6,5
Base des fonds provenant de l'exploitation ¹⁾⁵⁾⁷⁾	13,4	14,1	11,2

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

2) Le RCI de 2019 tient compte de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt.

3) 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 8,6 % en 2019 compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ et de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta.

4) La dette nette correspond au total de la dette diminué de la trésorerie et des équivalents de trésorerie.

5) 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 document.

6) 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.

7) 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 activités d'exploitation ont donné lieu à des entrées de 10,421 G\$ en 2019, en comparaison de 10,580 G\$ en 2018. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent l'incidence positive de l'amélioration des écarts de prix du pétrole brut dans l'Ouest canadien par rapport à l'exercice précédent, notamment un rétrécissement considérable des écarts de prix du pétrole brut lourd et du pétrole brut synthétique, ce qui a entraîné une hausse des prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères. Les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation de 2019 rendent compte également de l'incidence favorable de la hausse de la production globale en amont qui a été enregistrée malgré les réductions obligatoires de la production et d'un produit d'assurance après impôt de 264 M\$ lié aux actifs de la Société en Libye. Ces facteurs ont été plus que contrebalancés par la diminution des marges de raffinage et par la hausse des charges qui a découlé de l'accroissement de la production, et ils reflètent une sortie de trésorerie liée aux soldes du fonds

de roulement de la Société en 2019, comparativement à une rentrée de trésorerie en 2018.

Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement

Les activités d'investissement se sont soldées par des sorties de 5,088 G\$ en 2019, en comparaison de 6,697 G\$ en 2018. Cette diminution est principalement attribuable au fait qu'un moins grand nombre d'acquisitions ont été réalisées en 2019 qu'au cours de l'exercice précédent, durant lequel la Société avait acquis une participation supplémentaire de 5 % dans Syncrude. La diminution a été partiellement contrebalancée par une hausse des dépenses en immobilisations, des frais de prospection et des autres placements.

Flux de trésorerie liés aux activités de financement

Les activités de financement se sont soldées par des sorties de 5,537 G\$ en 2019, en comparaison de 4,426 G\$ en 2018. Cette hausse est principalement attribuable à la diminution de la dette à court terme, aux paiements au titre de l'obligation locative et à une hausse des dividendes versés, en partie contrebalancés par une diminution des rachats d'actions ordinaires effectués par la Société aux termes de

son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») et à une augmentation nette de la dette à long terme en 2019.

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 2020, de l'ordre de 5,4 G\$ à 6,0 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 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 et les taux de change.

La Société a investi la trésorerie excédentaire dans des instruments financiers à court terme qui sont présentés à titre de trésorerie et d'équivalents 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 1,960 G\$ au 31 décembre 2019, comprennent des placements à court terme dont la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance est d'environ 17 jours. En 2019, ces placements a rapporté à la Société des produits d'intérêts d'environ 38 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 997 M\$ en 2019, en hausse par rapport à 897 M\$ en 2018, en raison de l'émission de nouveaux titres d'emprunt d'une valeur de 750 M\$, de la transition à IFRS 16 et de l'incidence défavorable de l'affaiblissement du dollar canadien sur la dette libellée en dollars américains, en partie contrebalancées par la diminution importante de la dette à court terme en 2019 et le remboursement de 140 M\$ US sur la dette à long terme portant intérêt à des taux plus élevés.

Les lignes de crédit disponibles totalisaient 4,701 G\$ au 31 décembre 2019, en hausse comparativement à 3,608 G\$ au 31 décembre 2018, en raison essentiellement du remboursement de la dette à court terme.

Le tableau qui suit présente un aperçu de l'ensemble des facilités de crédit inutilisées au 31 décembre 2019 :

(en millions de dollars)	2019
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2023	3 500
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2022	3 241
Facilité entièrement renouvelable, échéant en 2021	1 455
Facilités résiliables en tout temps au gré des prêteurs	132
Total des facilités de crédit	8 328
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(2 155)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie	(1 284)
Total des facilités de crédit inutilisées¹⁾	4 889

1) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins en liquidité s'établissaient à 4,701 G\$ au 31 décembre 2019 (3,608 G\$ au 31 décembre 2018).

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 2019, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 29,9 % (28,3 % au 31 décembre 2018), en hausse en raison de la mise en œuvre d'IFRS 16 et des pertes de valeur comptabilisées en 2019. Au 31 décembre 2019, la Société respectait toutes les clauses restrictives liées aux activités d'exploitation.

Aux 31 décembre
(en millions de dollars,
sauf indication contraire)

	2019	2018 ¹⁾
Dette à court terme	2 155	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	—	191
Tranche courante des obligations locatives à long terme	310	38
Dette à long terme	12 884	12 668
Obligations locatives à long terme	2 621	1 222
Dette totale	17 970	17 350
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	1 960	2 221
Dette nette	16 010	15 129
Capitaux propres	42 042	44 005
Dette totale majorée des capitaux propres	60 012	61 355
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	29,9	28,3

1) Compte non tenu de l'incidence d'IFRS 16, qui a été adoptée de façon prospective le 1^{er} janvier 2019 conformément aux dispositions de la norme.

Évolution de la dette nette

(en millions de dollars)

Dette totale au 31 décembre 2018	17 350
Augmentation de la dette à long terme	557
Diminution de la dette à court terme	(982)
Augmentation des obligations locatives au 1 ^{er} janvier 2019 découlant de l'adoption d'IFRS 16	1 792
Augmentation de l'obligation locative au cours de l'exercice	186
Paievements de loyers	(307)
Incidence du change sur la dette et autres	(626)
Dette totale au 31 décembre 2019	17 970
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie au 31 décembre 2019	1 960
Dette nette au 31 décembre 2019	16 010

Au 31 décembre 2019, la dette nette de Suncor s'élevait à 16,010 G\$, contre 15,129 G\$ au 31 décembre 2018. En 2019, la dette totale a augmenté de 620 M\$, ce qui s'explique principalement par l'incidence de l'adoption d'IFRS 16, à la suite de laquelle l'obligation locative inscrite à l'état de la situation financière de la Société a augmenté de 1,792 G\$,

par l'augmentation nette de la dette à long terme et par les contrats de location supplémentaires conclus en 2019, partiellement contrebalancés par le remboursement de 982 M\$ sur la dette à court terme, par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2018 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location en 2019.

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, le ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation s'est établi à 1,5 fois, ce qui est inférieur à la cible maximale de la direction voulant que ce ratio soit inférieur à 3,0 fois.

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 26 février 2020, 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	A—	Stable
Dominion Bond Rating Service	A (bas)	Stable
Moody's Investors Service	Baa1	Stable

Au 26 février 2020, les notations du papier commercial de la Société se présentent comme suit :

Papier commercial	Notation de programme \$ CA	Notation de programme \$ US
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 2019 de Suncor pour une description des notations de crédit présentées dans les tableaux ci-dessus.

Actions ordinaires**Actions en circulation**

(en milliers)	31 décembre 2019
Actions ordinaires	1 531 874
Options sur actions ordinaires – exerçables	21 535
Options sur actions ordinaires – non exerçables	12 347

Au 25 février 2020, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 526 810 321 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 33 019 526. Une fois exerçables, les options sur actions ordinaires en cours peuvent être exercées à raison d'une option pour une action ordinaire.

Rachats d'actions

En mai 2019, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat afin de continuer à racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020. En décembre 2019, à la

suite de l'autorisation du conseil d'administration de Suncor d'accroître la valeur du programme de rachat d'actions pour la porter à 2,5 G\$, la TSX a accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de modifier son offre publique de rachat en date du 30 décembre 2019. L'avis prévoit que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées aux fins d'annulation entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020 pour le faire passer de 50 252 231 actions ordinaires, soit environ 3 % des actions émises et en circulation au 30 avril 2019, à 78 549 178 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation au 30 avril 2019. Les porteurs de titres de Suncor peuvent obtenir gratuitement un exemplaire de l'avis en communiquant avec la Société.

Au 25 février 2020, depuis la mise en place de son programme de rachat d'actions en 2011, Suncor a racheté 316 307 436 actions ordinaires, redistribuant ainsi un total de 12,4 G\$ aux actionnaires dans le cadre de ce programme, près de la moitié de ces rachats d'actions ayant été effectués au cours des trois dernières années. Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un programme supplémentaire de rachat d'actions d'un montant maximal de 2 G\$.

Aux 31 décembre

(en millions de dollars, sauf indication contraire)

	2019	2018	2017
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)			
Actions rachetées	55 298	64 426	33 153
Coût des rachats d'actions	2 274	3 053	1 413
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	41,12	47,38	42,61

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements non comptabilisés

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

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

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

(en millions de dollars)	Montant à payer par période					Par la suite	Total
	2020	2021	2022	2023	2024		
Emprunts à terme fixe et renouvelables ¹⁾	722	2 127	864	625	1 594	17 183	23 115
Coûts liés au démantèlement et à la remise en état ²⁾	482	230	252	239	241	11 492	12 936
Contrats à long terme, engagements de transport par pipeline et de services énergétiques ³⁾	1 772	1 372	1 305	1 315	1 229	10 084	17 077
Engagements au titre de travaux de prospection	7	44	—	—	—	465	516
Autres obligations à long terme ⁴⁾	2	20	20	20	19	—	81
Total⁵⁾	2 985	3 793	2 441	2 199	3 083	39 224	53 725

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 aux pipelines d'une valeur de 5,9 G\$ et dont la durée est de 20 ans qui est en attente d'approbation par les autorités de réglementation.

4) Comprennent la prime à la signature des CEPP en Libye. Se reporter à la note 21 des états financiers consolidés audités de 2019 de Suncor.

5) Par suite de l'adoption d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019, les obligations au titre des contrats de location-financement et des contrats de location simple ne sont plus présentées dans le tableau ci-dessus. Se reporter à la note 5 des états financiers consolidés audités de 2019 de Suncor pour plus de précisions.

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 ainsi que la prestation de services à Fort Hills. Se reporter à la note 30 des états financiers consolidés audités de 2019 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 2019, l'incidence avant impôt pour les activités de gestion des risques et de négociation de l'énergie correspond à un bénéfice de 155 M\$ (bénéfice avant impôt de 255 M\$ en 2018).

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)	2019	2018
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	60	(105)
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice	(254)	(90)
Variation de la juste valeur comptabilisée en résultat net au cours de l'exercice	155	255
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	(39)	60

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)	2019	2018
Créances	94	215
Dettes fournisseurs	(133)	(155)
	(39)	60

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 26 des états financiers consolidés audités de 2019 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 2019.

Adoption de nouvelles normes IFRS

IFRS 16, Contrats de location

Le 1^{er} janvier 2019, la Société a adopté IFRS 16, qui remplace la norme IAS 17 et qui exige la comptabilisation de la plupart des contrats de location dans l'état de la situation financière. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, prévoyant toutefois des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure essentiellement le même, ces derniers devant continuer de classer les contrats de location soit comme contrats de location-financement, soit comme contrats de location simple.

La Société a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée, ce qui exige d'ajuster le solde d'ouverture des résultats non distribués sans avoir à retraiter les données comparatives. Par conséquent, l'information comparative demeure présentée conformément à IAS 17 et à IFRIC 4. Les précisions des méthodes comptables aux termes d'IAS 17 et d'IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent des précisions aux termes d'IFRS 16 et l'incidence de la variation est présentée ci-après.

Les méthodes comptables aux termes d'IFRS 16 se présentent comme suit :

À la date de passation d'un contrat, la Société doit apprécier si celui-ci est ou contient un contrat de location selon qu'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

À la date de début du contrat de location, la Société doit comptabiliser un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au montant initial de l'obligation locative ajusté pour tout paiement au titre du contrat de location versé à la date de début ou avant cette date, majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés et des coûts estimés pour démanteler et enlever l'actif sous-jacent ou pour remettre en état l'actif sous-jacent sur le site, déduction faite des avantages incitatifs à la location reçus. Les actifs sont amortis jusqu'au terme de la durée d'utilité de l'actif au titre du droit d'utilisation ou jusqu'au terme de la durée du contrat de location s'il est antérieur, un jugement étant exercé afin de déterminer la durée des contrats de location à l'égard desquels la Société détient une option de renouvellement, selon le mode linéaire, étant donné que ce

mode reflète le plus étroitement le rythme attendu de consommation des avantages économiques futurs représentatifs de l'actif. Par ailleurs, les actifs au titre de droits d'utilisation peuvent être diminués de façon périodique des éventuelles pertes de valeur, et ajustés pour refléter certaines réévaluations de l'obligation locative.

L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui ne sont pas versés à la date de début, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou, si ce taux ne peut être déterminé facilement, à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société. Les paiements de loyers comprennent les paiements fixes et les paiements variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les sorties de trésorerie se rapportant au principal de l'obligation locative sont présentées dans les activités de financement et celles se rapportant à la charge d'intérêts sur l'obligation locative sont présentées dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie. Les paiements de loyers au titre de contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables qui n'ont pas été pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative sont présentés dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie.

L'obligation locative est évaluée au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Elle est réévaluée s'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant de la variation d'un indice ou d'un taux, s'il y a un changement dans l'estimation de la Société des sommes à payer au titre d'une garantie de valeur résiduelle, ou si la Société revoit sa décision d'exercer ou non une option d'achat, de prolongation ou de résiliation du contrat de location.

Lorsque l'obligation locative est réévaluée de cette façon, un ajustement équivalent est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation, ou est comptabilisé dans le résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Selon IAS 17

Au cours de la période comparative, la Société a classé les contrats de location aux termes desquels elle a transféré la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété comme des contrats de location-financement. Dans ce cas, les actifs loués ont été évalués initialement à un montant égal à leur juste valeur ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements minimaux au titre de la location s'entendaient des paiements que le preneur était tenu d'effectuer pendant la durée du contrat de location, à l'exclusion de tout loyer conditionnel.

Par la suite, les actifs ont été comptabilisés conformément à la méthode comptable qui s'applique à ceux-ci.

Les actifs détenus dans les autres contrats de location ont été classés à titre de contrats de location simple et n'ont pas été comptabilisés dans l'état de la situation financière de la Société. Les paiements versés aux termes d'un contrat de location simple ont été comptabilisés dans le résultat net selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages incitatifs à la location reçus ont été comptabilisés comme étant constitutifs du total de la charge locative, sur la durée du contrat de location.

Dans le cadre de l'application initiale d'IFRS 16, la Société a également choisi d'appliquer les dispositions transitoires qui suivent :

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués :

- au montant de l'obligation locative le 1^{er} janvier 2019, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer qui étaient comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement à ce contrat de location immédiatement avant la date de transition aux IFRS.

La Société a choisi de se prévaloir des mesures de simplification suivantes lors de l'application d'IFRS 16 à des contrats de location antérieurement classés en tant que contrats de location simple aux termes d'IAS 17 :

- ajuster les actifs au titre de droits d'utilisation du montant comptabilisé dans l'état de la situation

financière au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires immédiatement avant la date de première application au lieu d'effectuer un test de dépréciation;

- ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives au titre des contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi qu'au titre des contrats de location dont la durée restante au moment de l'adoption est courte. Les paiements de loyers associés à ces contrats sont comptabilisés en charges selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location;
- comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante locative en ce qui a trait aux réservoirs de stockage de pétrole brut;
- utiliser des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location si le contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 sur les états consolidés de la situation financière de la Société au 1^{er} janvier 2019. Les montants de la période antérieure n'ont pas été retraités. L'incidence de la transition a été comptabilisée dans les capitaux propres à titre de résultats non distribués.

(en millions de dollars) Augmentation (diminution)	31 décembre 2018	Ajustements au titre d'IFRS 16	1 ^{er} janvier 2019
Actif			
Actif courant			
Créances	3 206	(2)	3 204
Immobilisations corporelles, montant net	74 245	(1 267)	72 978
Actifs au titre de droits d'utilisation, montant net	—	3 059	3 059
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Tranche courante de la dette à long terme	229	(38)	191
Tranche courante des obligations locatives	—	276	276
Tranche courante des provisions	667	(1)	666
Dette à long terme	13 890	(1 222)	12 668
Obligations locatives à long terme	—	2 777	2 777
Autres passifs à long terme	2 346	(1)	2 345
Provisions	6 984	(20)	6 964
Impôt sur le résultat différé	12 045	5	12 050
Capitaux propres	44 005	14	44 019

Le tableau qui suit présente un rapprochement des engagements relatifs aux contrats de location simple de la

Société au 31 décembre 2018 présentés précédemment dans les états financiers consolidés de la Société au

31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date et des obligations locatives supplémentaires comptabilisées au moment de l'application initiale d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019.

Rapprochement

(en millions de dollars)	1 ^{er} janvier 2019
Contrats de location simple au 31 décembre 2018 ¹⁾	2 457
Exemption relative aux contrats de location à court terme	(42)
Actualisation	(623)
Obligations locatives supplémentaires en raison de l'adoption d'IFRS 16 au 1 ^{er} janvier 2019	1 792

1) Représentent des engagements locatifs non actualisés.

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés en tant que contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles selon IAS 17, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative comptabilisés au 1^{er} janvier 2019, au moment de l'application initiale, a été déterminée comme étant la valeur comptable de ces éléments évaluée en application d'IAS 17 immédiatement avant la transition.

Les obligations locatives comptabilisées selon IFRS 16 ont été actualisées en utilisant le taux d'emprunt marginal de la Société au moment de l'application initiale. Au 1^{er} janvier 2019, le taux moyen pondéré des contrats de location additionnels comptabilisés par suite de l'application d'IFRS 16 s'établissait à 3,85 %.

Incertitude relative aux traitements fiscaux

En juin 2017, l'IASB a publié IFRIC 23 *Incertitude relative aux traitements fiscaux*, qui apporte des éclaircissements sur la façon dont les actifs et passifs d'impôt exigible et différé doivent être comptabilisés lorsqu'il existe une incertitude quant aux traitements fiscaux. En vertu de l'interprétation, les entités doivent déterminer s'il est probable qu'un traitement fiscal incertain sera accepté par l'administration fiscale. Si elle détermine qu'il n'est pas probable, l'entité doit, en vertu de l'interprétation, utiliser le montant le plus probable ou la méthode de l'espérance mathématique. La Société a adopté la modification lors de sa date d'entrée en vigueur, le 1^{er} janvier 2019. Cette modification n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

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 audités de la Société en 2019, 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.

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 identifiants 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. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020 et doivent être appliquées de manière prospective.

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.

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 2019 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 futures 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 2019, 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, les taux d'imposition 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.

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 reversements et les changements des réglementations fiscales dans les territoires où la Société exerce ses activités pourraient avoir une incidence sur les passifs d'impôt différé.

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 (y compris les réductions de la production obligatoires imposées récemment par le gouvernement de l'Alberta), de la décision de l'OPEP de ne pas imposer de 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. Les écarts de qualité futurs sont incertains mais, s'ils venaient à fluctuer désavantageusement, ils pourraient avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Au quatrième trimestre de 2018, la capacité d'accès aux marchés était insuffisante pour retirer la production du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien, ce qui a entraîné une augmentation importante de l'écart entre le WTI et le WCS. La situation a déclenché une réaction du gouvernement de l'Alberta sous la forme d'une réduction de la production obligatoire, qui s'est amorcée au début de 2019. Des telles circonstances pourraient entraîner ou prolonger, ou les deux, la volatilité et les effets négatifs sur la dynamique du marché, effets qui ne peuvent être complètement prévus. Des écarts importants, comme ceux observés au quatrième trimestre de 2018 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.

Accès au marché

Suncor prévoit une hausse de la production de bitume. 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. L'accès restreint au marché de la production de sables pétrolifères, la croissance de la production provenant de l'intérieur des terres et les interruptions observées dans les raffineries pourraient accroître les écarts de prix, ce qui compromettrait la rentabilité des ventes de produits. L'accès au marché pour les produits raffinés pourrait également être restreint par l'insuffisance de la capacité de transport, ce qui pourrait créer un déséquilibre entre l'offre et la demande. La matérialisation de l'un ou l'autre des facteurs susmentionnés pourrait avoir une incidence défavorable significative sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de la Société.

Incidents opérationnels majeurs (sécurité, environnement et fiabilité)

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

Les secteurs de la Société sont également exposés à des risques liés à 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, ou encore les déversements de pétrole, les fuites gazeuses ou la décharge 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 défektivité 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.

Efficacité réglementaire/gouvernementale et efficacité des politiques

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), la protection environnementale, la faune terrestre et marine, 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 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, des évaluations des impacts environnementaux et des audiences publiques ainsi que l'intervention du gouvernement, 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 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 façon dont les grands projets énergétiques sont autorisés. Ces modifications pourraient également entraîner des retards importants et une augmentation des coûts liés à la conformité, ainsi qu'un accroissement des effectifs et des ressources, en plus d'accroître les autres risques liés aux activités de Suncor, notamment les risques liés à la non-conformité à la réglementation environnementale ou aux directives en matière de sécurité, 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.

Suncor est assujettie aux réductions de la production obligatoires imposées par le gouvernement de l'Alberta, qui ont commencé au début de 2019. La durée et l'ampleur des réductions, ainsi que leur incidence sur les activités de Suncor ne sont pas entièrement connues; toutefois, un prolongement ou une augmentation des réductions de la production pourraient avoir un effet défavorable important sur les activités, la situation financière, les réserves et les résultats d'exploitation de Suncor.

Objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre

Au nombre de ses objectifs de développement durable, Suncor s'est engagée à réduire l'intensité des émissions de GES de ses produits pétroliers et gaziers 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 des émissions totales 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 durable 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 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. 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.

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 du secteur Sables pétrolifères 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.

Risque associé aux combustibles fossiles

Depuis les dernières années, la population appuie de plus en plus les actions et les technologies en matière d'énergie alternative/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 pourraient imposer des obligations importantes advenant le non-respect de leurs exigences. 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.

Des changements aux réglementations environnementales, notamment la réglementation touchant les changements climatiques, pourraient se répercuter sur la demande ou sur la composition ou la qualité des 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, qui pourraient être récupérables ou non sur le marché et qui pourraient rendre les activités d'exploitation ou les projets d'expansion moins rentables ou non rentables. En outre, des modifications à la réglementation pourraient obliger Suncor à mettre au point de nouvelles technologies, moyennant des investissements importants en immobilisations et en ressources. En cas de retard ou d'échec dans l'identification ou la mise au point 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. Le resserrement de la réglementation environnementale sur 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; 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. La complexité, l'ampleur et la vitesse de ces changements aux réglementations environnementales font qu'il est extrêmement 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. 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 OSELA, limitant 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.

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 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*). On ne connaît pas toute l'ampleur de l'impact du cadre de travail en matière de gestion des résidus, la directive sur les résidus et les mises à jour de la réglementation sur les barrages, y compris des 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, 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. 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 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 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 pourrait dépendre de sa 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

À l'heure actuelle, le gouvernement canadien et les gouvernements des provinces et territoires du pays travaillent à l'élaboration, à la modification ou à la mise en œuvre de cadres et de règlements sur la qualité de l'air, lesquels pourraient influencer sur les projets existants et prévus de la Société en l'obligeant à investir des capitaux ou à engager des dépenses d'exploitation ou de conformité supplémentaires, notamment pour modifier son équipement et augmenter ses mesures de suivi et ses plans d'atténuation des risques afin de respecter les nouvelles exigences. On ne connaît pas encore toutes les implications exactes de la mise en œuvre de ces nouveaux règlements et cadres, mais 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. Même si l'on ne connaît pas encore toutes les implications exactes de cette politique sur les activités de Suncor, certains de ses projets de croissance et de ses activités d'exploitation 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.

Sécurité de l'information

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

fonctionnels 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. 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. 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.

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

Mise en valeur et exécution de projets

Il existe certains risques liés à la mise en valeur et à l'exécution des grands 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 :

- l'incidence des modifications de la réglementation gouvernementale ainsi que des 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;

- l'incidence de la conjoncture économique, des conditions commerciales et de la conjoncture du marché en général et la capacité de la Société de financer la croissance, y compris les projets de croissance d'envergure en cours, si les prix des marchandises baissent et demeurent à de faibles niveaux pendant une période prolongée;
- 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, puisque les coûts et les échéanciers réels des projets majeurs peuvent différer des estimations, et ces différences peuvent être significatives;
- 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;
- l'incapacité ou l'absence de volonté, de la part de fournisseurs tiers, de sous-traitants ou de fournisseurs de service de fournir les matériaux, de l'équipement, le personnel et les services d'une qualité suffisante dans les délais prévus et au coût convenu;
- les difficultés et les incertitudes associées à l'identification, à la création et à l'intégration de nouvelles technologies au sein d'actifs existants et nouveaux de la Société;
- les difficultés 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;
- 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 dans le cadre desquelles d'autres entités exploitent des actifs dont Suncor est propriétaire ou dans lesquels elle a 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 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

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 pourrait 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;
- L'incapacité des contreparties de la Société de lui remettre les fonds ou les instruments prévus, ou de le faire au moment escompté;
- L'omission par l'une des contreparties de la Société d'honorer ses obligations envers elle;
- Une perte causée par une erreur humaine ou par une défaillance des systèmes ou des contrôles de la Société;
- Une perte résultant de l'impossibilité de faire valoir la valeur juridique de contrats ou de transactions mal documentées.

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 2019 de la Société sont présentés en dollars canadiens. La majeure partie des produits que tire Suncor de la vente de pétrole, de gaz naturel et de produits pétroliers 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. Une partie des emprunts de la Société sont également libellés en dollars américains. 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 2019, le dollar canadien s'est apprécié par rapport au dollar américain, pour passer

de 0,73 \$ au début de 2019, à 0,77 \$. 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.

Émission de titres d'emprunt et clauses restrictives liées aux emprunts

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 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. 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 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.

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, 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 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, 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 *Foreign Corrupt Practices Act* (États-Unis), la *Loi sur la corruption d'agents publics étrangers* (Canada) 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 et sa capacité d'accroître ses activités dépendront 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 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 un effet défavorable important sur la Société. 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), 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 31 % des employés

de la Société étaient visés par des conventions collectives à la fin de 2019. Des négociations en ce qui a trait à de nouvelles conventions collectives sont en cours pour deux installations à l'échelle de la Société. 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 ». On ne sait pas encore comment la Déclaration sera incluse dans le droit canadien, ni quelles seront ses répercussions sur l'obligation de la Couronne en matière de consultation des Autochtones.

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, mais il pourrait s'agir de conséquences importantes.

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.

Risque commercial lié à l'ACEUM

Si l'Accord Canada-États-Unis-Mexique (« ACEUM ») est ratifié, le Canada ne sera 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, une modification des règles d'origine aux termes de l'ACEUM pour le pétrole et le gaz, ce qui permettra aux exportateurs canadiens de se qualifier plus facilement pour le traitement hors taxes des expéditions aux États-Unis. Le Canada doit toutefois aviser les États-Unis de son intention d'entreprendre des pourparlers sur le libre-échange avec des pays à économie non marchande en vertu de l'ACEUM, qui pourraient comprendre la Chine ou tout autre importateur de pétrole et de gaz canadien. Bien que l'ACEUM ait été signé, le Canada doit encore le ratifier conformément à son propre processus législatif avant qu'il entre en vigueur et remplace l'ALENA. Le processus de ratification au Canada n'est pas terminé et son issue est donc incertaine. Si l'ACEUM n'est pas ratifié et adopté par les trois pays, la vente et le transport des produits de Suncor en Amérique du Nord pourraient être touchés de façon à nuire

aux activités, à la situation financière et aux résultats d'exploitation de la Société.

Environnement de contrôle

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

Couverture d'assurance

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

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

11. AUTRES ÉLÉMENTS

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 décembre 2019, 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 2019, il ne s'était produit, au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, 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 2019 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 2019.

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

Prévisions de la Société

Aucune autre modification n'a été apportée aux fourchettes prévisionnelles de la Société publiées le 2 décembre 2019. Pour plus de précisions et des mises en garde concernant les prévisions de Suncor pour 2020, 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, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS, 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 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 2019, 31 décembre 2018 et 31 décembre 2017, 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 2019 et 31 décembre 2018 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 une rubrique particulière du rapport de gestion. Ces analyses sont fournies du fait que la direction utilise ce mode de présentation pour analyser 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 Exploration et production, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur Raffinage et commercialisation.
- 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, 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 l'utilisation de la méthode PEPS d'évaluation des stocks par le secteur R&C et de l'incidence du report ou de la réalisation d'un profit ou d'une perte sur les ventes de pétrole brut du secteur Sables pétrolifères aux raffineries de Suncor, éléments qui représentent, dans les deux cas, des ajustements découlant de l'évaluation des stocks.
- Le facteur lié au produit d'assurance inclus le produit d'assurance après impôt ayant trait aux actifs de la Société en Libye.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des frais de démarrage liés aux projets, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges de financement et autres tient compte des charges de financement, 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 de la variation des taux réglementaires, 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)	2019	2018	2017
Ajustements du résultat net			
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	2 899	3 293	4 458
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	(590)	989	(702)
Charge d'intérêts nette	638	541	158
	A	2 947	4 823
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette	15 129	12 907	14 414
Capitaux propres	44 005	45 383	44 630
		59 134	58 290
Capital investi – fin 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
Capital moyen investi	B	60 402	60 347
RCI, y compris les projets majeurs en cours (%)	A/B	4,9	8,0
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	2 452	1 412
RCI, à l'exclusion des projets majeurs en cours (%) ¹⁾	A/(B-C)	5,1	8,2

1) 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\$ et 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'exploitation¹⁾

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 inclure, entre autres facteurs, le calendrier des achats des charges d'alimentation destinées aux activités extracôtées et des paiements relatifs aux taxes sur l'essence et à l'impôt sur le résultat ainsi que le calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes fournisseurs 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 pétroliers			Exploration et Production			Raffinage et commercialisation		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Résultat net	(427)	945	994	1 005	807	721	3 000	3 154	2 622
Ajustements pour :									
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	8 170	4 024	3 782	1 505	967	1 028	823	684	685
Impôt sur le résultat différé	(1 565)	351	170	(215)	(112)	(113)	(49)	72	(147)
Charge de désactualisation	221	209	195	43	48	45	6	7	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	21	(59)	13	16	(89)	42	70	(32)	45
(Profit) perte à la cession d'actifs	(14)	(108)	(50)	(228)	91	—	(11)	(7)	(354)
Rémunération fondée sur des actions	16	(28)	(3)	—	(5)	6	3	(21)	5
Frais de prospection	—	—	—	66	11	41	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(413)	(428)	(305)	(32)	(23)	(31)	(19)	(17)	(17)
Autres	52	58	(62)	(17)	84	17	40	(42)	(23)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	6 061	4 964	4 734	2 143	1 779	1 756	3 863	3 798	2 823
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie									
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									

1) Les données comparatives de 2018 et de 2017 ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Siège social et éliminations			Total		
	2019	2018	2017	2019	2018	2017
Résultat net	(679)	(1 613)	121	2 899	3 293	4 458
Ajustements pour :						
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	74	63	106	10 572	5 738	5 601
Impôt sur le résultat différé	(89)	129	339	(1 918)	440	249
Charge de désactualisation	—	2	—	270	266	247
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(624)	1 090	(771)	(624)	1 090	(771)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	—	1	28	107	(179)	128
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	—	(70)	(253)	(24)	(474)
Rémunération fondée sur des actions	25	(63)	23	44	(117)	31
Frais de prospection	—	—	—	66	11	41
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	—	(1)	—	(464)	(469)	(353)
Autres	44	23	50	119	123	(18)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	(1 249)	(369)	(174)	10 818	10 172	9 139
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie				(397)	408	(173)
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation				10 421	10 580	8 966

- 1) Les données comparatives de 2018 et de 2017 ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

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

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 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 discrétionnaires rendent compte de la trésorerie disponible pour accroître les distributions aux actionnaires et financer les investissements de croissance. La direction utilise cette mesure pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer les investissements de croissance. Le tableau qui suit présente un rapprochement des flux de trésorerie disponibles discrétionnaires pour les trois derniers exercices de Suncor.

(en millions de dollars)	2019	2018	2017
Fonds provenant de l'exploitation	10 818	10 172	9 139
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(5 904)	(5 740)	(4 724)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires	4 914	4 432	4 415

- 1) La Société a modifié le classement de ses dépenses en immobilisations de manière à les classer à titre de « dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance », et ce, afin de mieux refléter les types d'investissements qu'elle fait. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

f) Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* et charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et de Syncrude

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont des mesures financières hors PCGR. 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 (une mesure conforme aux PCGR fondée sur le volume des ventes) en fonction i) des coûts liés aux activités de Fort Hills et de Syncrude, ii) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités du secteur Sables pétrolifères, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec une tierce partie assurant le traitement du minerai, iii) les produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui est comptabilisée dans les produits d'exploitation, iv) les frais de démarrage de projets, et v) l'incidence de la variation des niveaux des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Afin de déterminer le montant des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont ajustées de manière à exclure les coûts relatifs aux activités d'extraction minière et de valorisation du secteur Sables pétrolifères. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et de Fort Hills sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude et les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Fort Hills, respectivement, en fonction des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production provenant des activités de Syncrude ou des activités de Fort Hills, respectivement, ce qui comprend, sans s'y limiter, s'il y a lieu, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, de Fort Hills et de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent document. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères se sont chiffrées à 4,267 G\$ en 2019 et comprennent un montant de 729 M\$ lié à la production *in situ* pour des charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ* de 9,25 \$ par baril en fonction d'une production *in situ* totale de 216 200 b/j.

g) Marge de raffinage et charges d'exploitation de raffinage

La marge de raffinage et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. La marge de raffinage est calculée en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (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, ainsi qu'aux activités liées aux lubrifiants qui ont été cédées au début de 2017. 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 aux activités liées aux lubrifiants qu'elle exerçait auparavant, et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise la marge de raffinage 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)

	2019	2018	2017
Rapprochement de la marge de raffinage			
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	7 008	7 122	5 744
Autres produits	75	68	16
Marge non liée au raffinage	(1 320)	(1 351)	(1 541)
Marge de raffinage	5 763	5 839	4 219
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	173 705	169 138	174 461
Marge de raffinage (\$/b)	33,15	34,50	24,20
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage			
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 173	2 043	2 003
Coûts non liés au raffinage	(1 246)	(1 142)	(1 121)
Charges d'exploitation de raffinage	927	901	882
Production des raffineries ¹⁾	173 705	169 138	174 461
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,35	5,35	5,05

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.

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.

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 quatrièmes trimestres de 2019 et de 2018¹⁾**

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploitation et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Résultat net présenté	(2 682)	(377)	(162)	(115)	558	762	(49)	(550)	(2 335)	(280)
Dépréciation d'actifs	2 959	—	393	—	—	—	—	—	3 352	—
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(235)	637	(235)	637
Perte hors trésorerie sur un placement en titres de capitaux propres	—	—	—	223	—	—	—	—	—	223
Résultat d'exploitation	277	(377)	231	108	558	762	(284)	87	782	580

1) Les chiffres présentés pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 ont été retraités afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

j) **Rapprochement des fonds provenant de l'exploitation pour les quatrièmes trimestres de 2019 et de 2018¹⁾**

Trimestres clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Résultat net	(2 682)	(377)	(162)	(115)	558	762	(49)	(550)	(2 335)	(280)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	5 081	1 019	803	199	211	184	18	17	6 113	1 419
Impôt sur le résultat différé	(890)	89	(112)	3	(7)	(19)	7	87	(1 002)	160
Charge de désactualisation	54	53	10	12	1	2	—	—	65	67
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(246)	688	(246)	688
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(20)	(84)	13	(37)	(6)	(27)	—	—	(13)	(148)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(1)	(1)	—	253	(8)	(2)	—	—	(9)	250
Rémunération fondée sur des actions	22	(22)	2	(3)	11	(12)	28	(51)	63	(88)
Frais de prospection	—	—	27	11	—	—	—	—	27	11
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(128)	(91)	(16)	(8)	(7)	(5)	—	—	(151)	(104)
Autres	(31)	21	(10)	16	40	(10)	42	5	41	32
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 405	607	555	331	793	873	(200)	196	2 553	2 007
(Diminution) augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(249)	1 033
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation									2 304	3 040

1) Les chiffres présentés pour le trimestre clos le 31 décembre 2018 ont été retraités afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. Les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie sont maintenant inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

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 kkep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, Mpi³e, bep et kkep 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	barils
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kkep	milliers de barils équivalent pétrole
kkep/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 canadiennes et américaines applicables, ainsi que d'autres informations qui reposent sur les attentes actuelles, les estimations, les projections et les hypothèses que la Société a formulées à la lumière des informations qui étaient à sa disposition au moment où les 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 et des ressources; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et de l'équipement; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois et politiques gouvernementales applicables; 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; le respect par les tiers de leurs obligations envers Suncor; la mise en valeur et l'exécution des projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les autres énoncés et informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés

et renseignements au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses 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 et renseignements 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 », « potentiel », « possible », « futur », « occasion », « priorité », « stratégie », « vise » et autres expressions analogues.

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

La stratégie, les plans d'affaires et les attentes de Suncor en ce qui concerne les projets, le rendement des actifs, les volumes de production et les dépenses en immobilisations, notamment en ce qui a trait à ce qui suit :

- les stratégies et les priorités de Suncor, notamment pour procurer des rendements soutenus et concurrentiels aux actionnaires et chercher à maximiser ces rendements en

mettant l'accent sur l'excellence, la gestion rigoureuse du capital au moyen de placements dans des projets de grande valeur et un engagement ferme en faveur de la gestion responsable des ressources et du développement durable;

- *le fait que Suncor s'estime bien placée pour obtenir de bons résultats grâce à ses atouts concurrentiels, soit une 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, une production extracôtière qui procure des flux de trésorerie diversifiés sur le plan géographique et ses investissements dans des projets axés sur le développement durable, le progrès technologique et l'innovation.*
- *les projets et initiatives destinés à créer de la valeur à long terme pour la Société grâce à la croissance structurelle des flux de trésorerie disponibles, tels que des stratégies d'amélioration des actifs existants, dont des projets de désengorgement et la mise en place d'un système de transport autonome par camion et la position régionale avantageuse de la Société dans le secteur Sables pétrolifères, laquelle devrait lui permettre de réaliser les économies d'échelle nécessaires pour réaliser des synergies entre actifs et poursuivre la mise en valeur de ses ressources in situ à peu de frais dans le cadre de sa stratégie de réplication;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle l'intégration des activités d'exploitation de sables pétrolifères avec son infrastructure médiane et ses actifs de raffinage lui permet de bien se protéger contre les effets liés aux écarts de prix du brut provenant de l'Ouest canadien et l'opinion selon laquelle ses actifs médians lui procurent la souplesse logistique nécessaire pour acheminer sa production vers un large éventail de marchés;*
- *l'avis de Suncor selon lequel elle doit libérer le plein potentiel de ses gens et de ses technologies pour remplir ses objectifs d'ordre environnemental, opérationnel et financier;*
- *le fait que la Société soit d'avis que la réduction des coûts et une attention constante accordée à l'accroissement de la productivité et de la fiabilité l'aideront à réaliser les coûts unitaires les plus bas de l'industrie dans chaque secteur d'activité;*
- *le fait que Suncor estime que ce sont les investissements dans l'énergie à faibles émissions de carbone qui soutiendront sa croissance, et qu'ils représentent une priorité indispensable à l'atteinte de ses objectifs en matière de développement durable;*
- *les énoncés concernant le projet extracôtier Terra Nova, notamment l'attente selon laquelle ce projet prolongera*

la durée de vie de Terra Nova d'environ 10 ans, qu'il devrait être achevé d'ici la fin de 2020 et que les travaux entourant le projet débuteront au deuxième trimestre de 2020;

- *les attentes de Suncor selon lesquelles le projet de remplacement de ses chaudières à coke, notamment l'attente selon laquelle les nouvelles unités de cogénération garantiront la fiabilité de la production de vapeur nécessaire aux activités d'extraction et de valorisation de Suncor et l'attente selon laquelle ces unités réduiront l'intensité des émissions de GES associées à la production de vapeur à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères d'environ 25 % de même que le coût estimatif et la date de mise en service du projet;*
- *les énoncés concernant le projet approuvé de parc éolien Forty Mile, notamment les énoncés concernant les dépenses en immobilisations totales estimées à 300 M\$, dont 25 % en 2019 et le reste au cours des deux prochaines années, l'attente selon laquelle ce projet générera une valeur importante grâce à une production d'électricité durable à faibles émissions de carbone 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 attentes concernant le secteur Sables pétrolifères, notamment la volonté d'assurer une production sûre, fiable et économique tout en se positionnant comme un chef de file en matière de croissance, d'innovation technique et de développement durable, l'opinion selon laquelle le portefeuille d'actifs de premier ordre de Suncor, jumelé à des réserves à longue durée de vie et à faible déplétion et à une expertise sectorielle de pointe, favorise les investissements dans les technologies ainsi que l'innovation et les projets de croissance à haut rendement, tout en renforçant la croissance structurelle des flux de trésorerie, l'attente selon laquelle la gestion des coûts et la gestion rigoureuse des dépenses dans le secteur Sables pétrolifères demeureront les grandes priorités puisque la Société s'attend à réduire de façon durable les charges d'exploitation contrôlables par des initiatives et à ce que les mesures de gestion des dépenses restent axées sur la gestion des occasions d'investissement, compte tenu des priorités en matière de synergies tirées de la complémentarité des actifs et des priorités en matière de développement durable, les investissements stratégiques réalisés dans des projets visant à assurer une forte croissance économique axée sur le progrès technologique et à offrir des résultats durables, et les attentes concernant le projet d'interconnexion des pipelines qui relie Syncrude à*

l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor, notamment l'attente selon laquelle les pipelines accroîtront l'intégration entre ces actifs et qu'ils seront en service au deuxième semestre de 2020;

- *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 et de prolonger la vie productive des champs existants, activités qui devraient se poursuivre en 2020, parallèlement aux travaux de forage de développement menés à Hebron, du projet d'extension ouest de White Rose, du projet de la phase 2 à Buzzard et du projet Fenja;*
- *les énoncés concernant le projet Rosebank, notamment en ce qui a trait aux délais d'approbation prévus pour ce projet dont l'autorisation du démarrage est attendue pour 2022;*
- *l'attente selon laquelle MacKay River reprendra ses activités au début du deuxième trimestre de 2020;*
- *l'attente selon laquelle la Société poursuivra ses efforts visant à accélérer sa transformation numérique et à mettre en œuvre de nouvelles technologies dans l'ensemble de l'organisation afin d'améliorer la sécurité, la productivité, la fiabilité et la performance environnementale de ses activités, et selon laquelle Suncor utilisera la gamme complète de solutions infonuagiques et l'expertise de Microsoft dans le but de donner aux employés la possibilité de travailler dans un environnement connecté et collaboratif, de mettre à niveau les centres de données et d'accroître les capacités d'analyse;*
- *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 maintenance planifiés portant sur l'usine de valorisation 2 du secteur Sables pétrolifères et les travaux de révision annuels devant être exécutés à Syncrude au deuxième trimestre de 2020, ainsi que les travaux de maintenance portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères qui devraient*

débuter au troisième trimestre de 2020 et se poursuivre au quatrième trimestre de 2020;

- *les travaux de révision d'une durée de deux semaines devant être exécutés à la raffinerie de Commerce City au premier trimestre de 2020; les travaux de révision d'une durée de deux semaines qui devraient être exécutés à la raffinerie de Sarnia au deuxième trimestre de 2020; les travaux de révision d'une durée de quatre semaines qui devraient débuter à la raffinerie d'Edmonton au troisième trimestre de 2020; et les travaux de révision d'une durée de six semaines qui devraient débuter à la raffinerie de Montréal au troisième trimestre et se poursuivre au quatrième trimestre de 2020.*

Autres éléments :

- *la sensibilité aux facteurs économiques;*
- *la priorité accordée par la Société à la redistribution de valeur aux actionnaires, les déclarations au sujet du programme de rachat d'actions de la Société 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;*
- *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 5,4 G\$ à 6,0 G\$, de Suncor pour 2020 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 2020, 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 2020 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 de croissance 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; 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 2019 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.

RESPONSABILITÉ DE LA DIRECTION À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

Il incombe à la direction de Suncor Énergie Inc. de préparer et de présenter les états financiers consolidés ci-joints de Suncor Énergie Inc. ainsi que toutes les informations financières connexes contenues dans le rapport annuel, y compris le rapport de gestion.

Les états financiers consolidés ont été préparés conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada qui s'appliquent aux entités ayant une obligation d'information du public, lesquels s'inscrivent dans le cadre conceptuel des Normes internationales d'information financière publiées par l'International Accounting Standards Board et intégrées dans la Partie I du *Manuel de CPA Canada*. Les états financiers consolidés comprennent certains montants fondés sur des estimations et des jugements.

La direction est d'avis que les états financiers consolidés ont été préparés adéquatement en fonction d'un seuil raisonnable d'importance relative et dans le cadre des principales méthodes comptables qui ont été adoptées par la direction. Dans les cas où il existe d'autres méthodes comptables, la direction a retenu celles qui, selon elle, conviennent le mieux aux circonstances. Pour assumer ses responsabilités à l'égard de l'intégrité et de la fiabilité des états financiers, la direction tient à jour un système de contrôles internes et s'appuie sur ce système, qui est conçu pour garantir que les opérations sont dûment autorisées et enregistrées, que les actifs sont protégés contre tout usage ou toute cession non autorisés et que les passifs sont comptabilisés. Ces contrôles comprennent des normes de qualité relatives à l'embauche et à la formation des salariés, des politiques et procédures officielles, un code de conduite interne et un programme de conformité connexe conçu pour déceler et surveiller les situations risquant d'entraîner des conflits d'intérêts et veiller à l'intégrité, notamment des registres comptables et des informations financières, et au respect de l'obligation pour les salariés et les membres de la direction de rendre compte de leur rendement dans des sphères de responsabilité appropriées et bien définies.

Par ailleurs, le système de contrôles internes est renforcé par le personnel professionnel de la fonction d'audit interne, qui procède à des audits périodiques de l'information financière de la Société.

Le comité d'audit du conseil d'administration, actuellement composé de quatre administrateurs indépendants, s'assure de l'efficacité des systèmes d'information financière, des systèmes d'information de gestion, des systèmes de contrôles internes et des auditeurs internes de la Société. Il recommande au conseil d'administration la candidature de l'auditeur externe devant être nommé par les actionnaires à chaque assemblée annuelle et s'assure de l'indépendance et de l'efficacité de son travail. De plus, il passe en revue, conjointement avec la direction et l'auditeur externe, les questions importantes liées à l'information financière, la présentation et l'incidence des risques et incertitudes importants, ainsi que les estimations et jugements clés de la direction qui pourraient avoir une incidence significative sur la présentation de l'information financière. Le comité d'audit nomme les évaluateurs de réserves indépendants. Il se réunit au moins une fois par trimestre pour examiner et approuver les états financiers intermédiaires avant leur publication, ainsi qu'une fois l'an pour examiner les états financiers et le rapport de gestion annuels, la notice annuelle ou le formulaire 40-F et les estimations annuelles des réserves de Suncor, de même que pour recommander l'approbation de ces documents au conseil d'administration. Les auditeurs internes et l'auditeur externe, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., peuvent communiquer en tout temps avec la Société, le comité d'audit et le conseil d'administration.



Mark Little
Président et chef de la direction



Alister Cowan
Chef des finances

Le 26 février 2020

Le rapport suivant présenté par la direction porte sur le contrôle interne de la Société à l'égard de la présentation de l'information financière (selon la définition précisée dans les règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la loi intitulée *U.S. Securities Exchange Act of 1934*) :

RAPPORT DE LA DIRECTION SUR LE CONTRÔLE INTERNE À L'ÉGARD DE L'INFORMATION FINANCIÈRE

1. La direction a la responsabilité d'établir et de maintenir un contrôle interne adéquat à l'égard de l'information financière de la Société.
2. La direction s'est fondée sur le cadre établi dans le rapport *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations (« COSO ») de la Commission Treadway pour procéder à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière.
3. La direction a procédé à une appréciation de l'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019 et a conclu que le contrôle interne à l'égard de l'information financière était efficace à cette date. De plus, selon cette appréciation, la direction a établi qu'il n'existait pas de faiblesses significatives du contrôle interne à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019. En raison de leurs limitations inhérentes, il est possible que les systèmes de contrôle interne à l'égard de l'information financière ne puissent prévenir ou détecter les anomalies, et même les systèmes réputés efficaces ne peuvent fournir qu'une assurance raisonnable à l'égard de la préparation et de la présentation des états financiers.
4. L'efficacité du contrôle interne de la Société à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019 a fait l'objet d'un audit par l'auditeur indépendant, KPMG s.r.l./S.E.N.C.R.L., comme l'indique le rapport de l'auditeur figurant aux présentes.



Mark Little
Président et chef de la direction



Alister Cowan
Chef des finances

Le 26 février 2020

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT ET INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au conseil d'administration
de Suncor Énergie Inc.

Opinions sur les états financiers consolidés et sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière

Nous avons effectué l'audit de l'état consolidé de la situation financière ci-joint de Suncor Énergie Inc. (« la Société ») au 31 décembre 2019, des états consolidés connexes du résultat global et des variations des capitaux propres et du tableau consolidé connexe des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »). Nous avons également effectué l'audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société au 31 décembre 2019, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)* publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

À notre avis, les états financiers consolidés susmentionnés donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 décembre 2019, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos à le 31 décembre 2019, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board. De plus, à notre avis, la Société a maintenu, dans tous ses aspects significatifs, un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière au 31 décembre 2019, selon les critères établis dans le document *Internal Control – Integrated Framework (2013)*, publié par le Committee of Sponsoring Organizations de la Treadway Commission.

Changement de principe comptable

Comme l'explique la note 5 des états financiers consolidés, la Société a changé de méthode comptable pour les contrats de location en date du 1^{er} janvier 2019 en raison de l'adoption de la Norme internationale d'information financière 16, *Contrats de location*.

Informations comparatives

Comme l'explique la note 6 des états financiers consolidés, les informations sectorielles de 2018 ont été retraitées en fonction de la présentation adoptée pour l'exercice à l'étude. Nous avons effectué l'audit des ajustements dans le cadre de notre audit des états financiers consolidés au 31 décembre 2019 et pour l'exercice clos à cette date.

Fondement de l'opinion

La direction de la Société est responsable de ces états financiers consolidés, du maintien d'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière et de l'appréciation qu'elle fait de l'efficacité du contrôle interne à l'égard de l'information financière figurant dans le Rapport de la direction sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière ci-joint. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société et une opinion sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société sur la base de nos audits. Nous sommes un cabinet d'expertise comptable inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (« PCAOB ») et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Nos audits ont été réalisés conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons les audits de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés sont exempts d'anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et qu'un contrôle interne efficace à l'égard de l'information financière était maintenu dans tous ses aspects significatifs.

Nos audits des états financiers consolidés ont compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent d'erreurs ou de fraudes, et la mise en œuvre de procédures en réponse à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondage des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Nos audits ont également compris l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Notre audit du contrôle interne à l'égard de l'information financière a comporté l'acquisition d'une compréhension du contrôle interne à l'égard de l'information financière, une évaluation du risque de l'existence d'une faiblesse significative, des tests et une évaluation de l'efficacité de la conception et du fonctionnement du contrôle interne en fonction de notre évaluation du risque, ainsi que la mise en œuvre

des autres procédures que nous avons jugées nécessaires dans les circonstances. Nous estimons que nos audits constituent un fondement raisonnable à nos opinions.

Définition et limites du contrôle interne à l'égard de l'information financière

Le contrôle interne à l'égard de l'information financière d'une société est un processus conçu pour fournir une assurance raisonnable que l'information financière est fiable et que les états financiers ont été établis, aux fins de la publication de l'information financière, conformément aux principes comptables généralement reconnus. Il comprend les politiques et procédures qui : 1) concernent la tenue de dossiers suffisamment détaillés qui donnent une image fidèle des opérations et des cessions d'actifs de la société; 2) fournissent une assurance raisonnable que les opérations sont enregistrées comme il se doit pour établir les états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus et que les encaissements et décaissements de la société ne sont faits qu'avec l'autorisation de la direction et du conseil d'administration de la société; et 3) fournissent une assurance raisonnable concernant la prévention ou la détection à temps de toute acquisition, utilisation ou cession non autorisée d'actifs de la société qui pourrait avoir une incidence significative sur les états financiers.

En raison des limites qui lui sont inhérentes, il se peut que le contrôle interne à l'égard de l'information financière ne permette pas de prévenir ou de détecter certaines anomalies. De plus, toute projection du résultat d'une évaluation de son efficacité sur des périodes futures comporte le risque que les contrôles deviennent inadéquats en raison de changements de situation ou que le niveau de respect des politiques ou des procédures diminue.

Questions critiques de l'audit

Les questions critiques de l'audit présentées ci-après sont les éléments découlant de l'audit des états financiers consolidés de la période considérée qui ont été communiqués au comité d'audit, ou qui doivent l'être, et qui : 1) portent sur les comptes ou les informations à fournir qui sont significatifs par rapport aux états financiers consolidés; et 2) font intervenir des jugements particulièrement difficiles, subjectifs ou complexes de notre part. La présentation des questions critiques de l'audit ne modifie en rien notre opinion sur les états financiers consolidés pris dans leur ensemble et, en présentant les questions critiques de l'audit ci-après, nous n'exprimons pas d'opinion distincte sur les questions critiques de l'audit ni sur les comptes ou informations fournies auxquels elles se rapportent.

Évaluation de l'appréciation d'indicateurs de dépréciation ou de reprises liés aux immobilisations corporelles des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production.

Comme l'explique la note 15 des états financiers consolidés, lorsque les circonstances indiquent qu'une unité génératrice de trésorerie (une « UGT ») pourrait s'être dépréciée ou qu'une telle dépréciation avoir fait l'objet d'une reprise, la Société doit comparer la valeur comptable de l'UGT avec sa valeur recouvrable. Chaque date de clôture, la Société analyse les indicateurs de dépréciation ou de reprises (les « indicateurs de dépréciation »), comme les fluctuations importantes à la hausse ou à la baisse des volumes de production prévus (ce qui comprend des hypothèses liées aux réserves prouvées et probables de pétrole), des prix des marchandises, des dépenses d'investissement et des charges d'exploitation (collectivement, les « hypothèses sur les réserves »). Les hypothèses sur les réserves estimées exigent le recours à des évaluateurs de réserves spécialisés. La Société fait appel à des évaluateurs de réserves spécialisés indépendants pour évaluer ses réserves prouvées et probables de pétrole. Au 31 décembre 2019, la valeur comptable du solde des immobilisations corporelles de la Société s'élevait à 72 640 millions de dollars.

Nous avons déterminé que l'évaluation de l'appréciation d'indicateurs de dépréciation liés aux immobilisations corporelles des secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production constitue une question critique de l'audit. Un degré élevé de subjectivité dans l'application de jugements de la part des auditeurs a été nécessaire pour évaluer les hypothèses sur les réserves utilisées par la Société pour effectuer son appréciation.

Les principales procédures que nous avons mises en œuvre afin de traiter cette question critique de l'audit comprennent ce qui suit. Nous avons testé certains contrôles internes à l'égard de l'appréciation par la Société des indicateurs de dépréciation, y compris des contrôles liés aux hypothèses sur les réserves. Nous avons évalué les hypothèses sur les réserves de la Société au moyen d'une comparaison entre les réserves prouvées et probables de pétrole de l'exercice à l'étude établies par des évaluateurs externes et les résultats historiques. Nous avons comparé les volumes de production réels, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement de la Société pour l'exercice à l'étude avec les hypothèses utilisées pour estimer les réserves prouvées et probables de l'exercice précédent afin de soupeser la capacité de la Société à établir des prévisions avec exactitude. Nous avons comparé les estimations des prix des marchandises futurs de la Société avec plusieurs courbes de prix externes du domaine public pour un même cours de référence. Nous avons évalué les compétences, les capacités et l'objectivité des évaluateurs de réserves spécialisés indépendants de la Société qui ont réalisé l'évaluation des réserves prouvées et probables de pétrole. Nous avons évalué la méthodologie utilisée par les évaluateurs de réserves

spécialisés indépendants pour évaluer les réserves prouvées et probables de pétrole en ce qui concerne la conformité aux normes réglementaires.

Évaluation de la dépréciation des unités génératrices de trésorerie de Fort Hills et de White Rose

Comme l'explique la note 15 des états financiers consolidés, la Société a comptabilisé une charge de dépréciation de 4 237 millions de dollars liée aux unités génératrice de trésorerie (les « UGT ») de Fort Hills et de White Rose. Au 31 décembre 2019, la Société a décelé un indicateur de dépréciation à l'égard des deux UGT et elle a effectué un test de dépréciation pour déterminer leur valeur recouvrable. La valeur recouvrable estimée de ces UGT comporte de nombreuses hypothèses, y compris les volumes de production, les prix des marchandises, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement prévus (les « hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus ») et les taux d'actualisation.

Nous avons déterminé que l'évaluation de la dépréciation des UGT de Fort Hills et de White Rose constituait une question critique de l'audit. Un degré élevé de subjectivité et de jugement de la part des auditeurs a été nécessaire pour évaluer les hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus et aux taux d'actualisation de la Société puisqu'une variation mineure à ces hypothèses a une incidence importante sur le calcul de la valeur recouvrable des UGT de la Société. Un degré élevé de subjectivité et de jugement de la part des auditeurs a également été nécessaire pour apprécier les réserves prouvées et probables de pétrole évaluées à l'externe qui ont été utilisées pour soupeser les hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus de la Société.

Les principales procédures que nous avons mises en œuvre afin de traiter cette question critique de l'audit comprennent ce qui suit. Nous avons testé certains contrôles internes à l'égard de la détermination par la Société de la valeur recouvrable des UGT, y compris des contrôles au titre de détermination des hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus et des taux d'actualisation. Nous avons réalisé des analyses de sensibilité sur les hypothèses liées au taux d'actualisation et aux prix des marchandises prévus pour évaluer leur incidence sur la détermination par la Société de la valeur recouvrable de chaque UGT testée. Nous avons évalué les estimations des prix des marchandises futurs de la Société au moyen de comparaisons avec plusieurs courbes de prix externes du domaine public pour un même cours de référence. Nous avons évalué les hypothèses liées aux volumes de production, aux charges d'exploitation et aux dépenses d'investissement prévus utilisées lors du test de dépréciation en effectuant une comparaison par rapport aux réserves prouvées et probables de pétrole pour l'exercice à l'étude évaluées par des évaluateurs externes et aux résultats historiques. Nous avons évalué les écarts entre les hypothèses liées aux flux de trésorerie prévus par la direction et les réserves prouvées et probables de pétrole évaluées par des évaluateurs externes en les comparant avec les résultats historiques. Nous avons comparé les volumes de production, les charges d'exploitation et les dépenses d'investissement réels de la Société pour l'exercice à l'étude avec les hypothèses utilisées pour évaluer les réserves prouvées et probables de pétrole évaluées en externe de l'exercice précédent afin de soupeser la capacité de la Société à établir des prévisions avec exactitude. Nous avons évalué les compétences, les capacités et l'objectivité des évaluateurs de réserves spécialisés indépendants de la Société qui ont réalisé l'évaluation des réserves prouvées et probables de pétrole. Nous avons évalué la méthodologie utilisée par les évaluateurs de réserves spécialisés indépendants pour évaluer les réserves prouvées et probables de pétrole en ce qui concerne la conformité aux normes réglementaires. Nous avons fait appel à un professionnel possédant des compétences et connaissances spécialisées en évaluation afin de nous aider à évaluer les hypothèses sur les taux d'actualisation des UGT de la Société au moyen d'une comparaison par rapport à des données du domaine public et d'autres données externes. Le professionnel en évaluation a estimé la valeur recouvrable des UGT en utilisant les estimations des flux de trésorerie prévus et le taux d'actualisation des UGT évalués par le spécialiste. Il a ensuite comparé le résultat de la valeur recouvrable à des données du marché et à d'autres données externes.

KPMG A.R.L. / S.E.N. C.R.L.

Comptables professionnels agréés

Calgary (Alberta) Canada

Le 26 février 2020

Nous agissons en tant qu'auditeurs de la Société depuis 2019.

RAPPORT DU CABINET D'EXPERTS-COMPTABLES INSCRIT ET INDÉPENDANT

Aux actionnaires et au conseil
d'administration de Suncor Énergie Inc.

Opinion sur les états financiers consolidés

Nous avons effectué l'audit de l'état consolidé de la situation financière de Suncor Énergie Inc. et de ses filiales (collectivement, « la Société ») au 31 décembre 2018 et des états consolidés connexes du résultat global et des variations des capitaux propres et du tableau consolidé connexe des flux de trésorerie pour l'exercice clos à cette date, ainsi que des notes annexes (collectivement, les « états financiers consolidés »), compte non tenu de l'incidence des ajustements visant à retravailler rétrospectivement les résultats sectoriels et la réattribution de ceux-ci, comme il est décrit à la note 6.

À notre avis, les états financiers consolidés, compte non tenu de l'incidence des ajustements visant à retravailler rétrospectivement les résultats sectoriels et la réattribution de ceux-ci, comme il est décrit à la note 6, donnent, dans tous leurs aspects significatifs, une image fidèle de la situation financière de la Société au 31 décembre 2018, ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice clos le 31 décembre 2018, conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») telles qu'elles ont été publiées par l'International Accounting Standards Board (les états financiers 2018 compte non tenu de l'incidence des ajustements discutés à la note 6 ne sont pas présentés dans les présentes).

Nous n'avons pas pour mission de procéder à un audit ou à un examen des ajustements visant à retravailler rétrospectivement les résultats sectoriels et la réattribution de ceux-ci, comme il est décrit à la note 6, ou de mettre en œuvre des procédures concernant ces ajustements. Par conséquent, nous n'exprimons pas d'opinion ni aucune autre forme d'assurance que ces ajustements sont appropriés et ont été correctement effectués. Ces ajustements ont été audités par d'autres auditeurs.

Fondement de l'opinion

La responsabilité de ces états financiers consolidés incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur les états financiers consolidés de la Société, compte non tenu de l'incidence des ajustements susmentionnés, sur la base de notre audit. Nous sommes un cabinet d'experts-comptables inscrit auprès du Public Company Accounting Oversight Board (États-Unis) (PCAOB) et sommes tenus d'être indépendants de la Société conformément aux lois fédérales américaines sur les valeurs mobilières et aux règles et règlements applicables de la Securities and Exchange Commission et du PCAOB.

Notre audit de ces états financiers consolidés, compte non tenu de l'incidence des ajustements susmentionnés, a été effectué conformément aux normes du PCAOB. Ces normes requièrent que nous planifions et réalisons l'audit de façon à obtenir l'assurance raisonnable que les états financiers consolidés ne comportent pas d'anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs.

Notre audit a compris la mise en œuvre de procédures en vue d'évaluer les risques que les états financiers consolidés comportent des anomalies significatives, que celles-ci résultent de fraudes ou d'erreurs, et la mise en œuvre de procédures pour répondre à ces risques. Ces procédures comprennent le contrôle par sondage des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers consolidés. Notre audit a également compris l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers consolidés. Nous estimons que notre audit constitue un fondement raisonnable à notre opinion.

PricewaterhouseCoopers LLP

Comptables professionnels agréés
Calgary (Alberta) Canada

Le 28 février 2019

Nous avons agi en tant qu'auditeurs de la Société de 1972 à 2019.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits			
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6	38 344	38 542
Autres produits	7	645	444
		38 989	38 986
Charges			
Achats de pétrole brut et de produits		12 562	14 133
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	8 et 25	11 244	10 573
Transport		1 442	1 319
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	15	10 572	5 738
Prospection		256	122
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	34	(253)	(24)
Charges financières	9	633	2 142
		36 456	34 003
Résultat avant impôt		2 533	4 983
Charge (recouvrement) d'impôt sur le résultat	10		
Exigible		1 552	1 250
Différé	10 et 15	(1 918)	440
		(366)	1 690
Résultat net		2 899	3 293
Autres éléments du résultat global			
Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net :			
Ajustement au titre des écarts de conversion		(177)	267
Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net :			
(Perte actuarielle) gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt		(48)	103
Autres éléments du résultat global		(225)	370
Résultat global		2 674	3 663
Par action ordinaire (en dollars)			
	11		
Résultat net – de base		1,86	2,03
Résultat net – dilué		1,86	2,02
Dividendes en trésorerie		1,68	1,44

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(en millions de dollars)	Notes	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Actifs			
Actif courant			
Trésorerie et équivalents de trésorerie	12	1 960	2 221
Créances		4 052	3 206
Stocks	14	3 761	3 159
Impôt sur le résultat à recevoir		133	114
Total de l'actif courant		9 906	8 700
Immobilisations corporelles, montant net	5, 15, 16, 33 et 34	72 640	74 245
Prospection et évaluation	17	2 428	2 319
Autres actifs	18	1 194	1 126
Goodwill et autres immobilisations incorporelles	19	3 058	3 061
Actifs d'impôt différé	10	209	128
Total de l'actif		89 435	89 579
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Dette à court terme	20	2 155	3 231
Tranche courante de la dette à long terme	20	—	229
Tranche courante des obligations locatives	5	310	—
Dettes fournisseurs et charges à payer		6 555	5 647
Tranche courante des provisions	23	631	667
Impôt à payer		886	535
Total du passif courant		10 537	10 309
Dette à long terme	20	12 884	13 890
Obligations locatives à long terme	5	2 621	—
Autres passifs à long terme	21	2 499	2 346
Provisions	23	8 676	6 984
Impôt sur le résultat différé	10 et 15	10 176	12 045
Capitaux propres		42 042	44 005
Total du passif et des capitaux propres		89 435	89 579

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

Approuvé au nom du conseil d'administration :



Mark Little
Administrateur
Le 26 février 2020



Patricia M. Bedient
Administratrice

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

Exercices clos les 31 décembre (en millions de dollars)	Notes	2019	2018
Activités d'exploitation			
Résultat net		2 899	3 293
Ajustements au titre des éléments suivants :			
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur		10 572	5 738
(Recouvrement) charge d'impôt différé	10 et 15	(1 918)	440
Charge de désactualisation		270	266
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(624)	1 090
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation		107	(179)
Profit à l'échange et à la cession d'actifs	34	(253)	(24)
Rémunération fondée sur des actions		44	(117)
Prospection		66	11
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état		(464)	(469)
Autres		119	123
(Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie	13	(397)	408
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation		10 421	10 580
Activités d'investissement			
Dépenses en immobilisations et frais de prospection		(5 558)	(5 406)
Acquisitions	32 à 34	—	(1 230)
Produit de la cession d'actifs		274	84
Autres placements	34	(213)	(170)
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie	13	409	25
Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement		(5 088)	(6 697)
Activités de financement			
(Diminution) augmentation nette de la dette à court terme		(982)	866
Augmentation (diminution) nette de la dette à long terme	20	557	(186)
Paievements au titre de l'obligation locative	5	(307)	—
Émissions d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions		90	286
Rachat d'actions ordinaires	24	(2 274)	(3 053)
Distributions liées à une participation ne donnant pas le contrôle		(7)	(6)
Dividendes versés sur les actions ordinaires		(2 614)	(2 333)
Flux de trésorerie liés aux activités de financement		(5 537)	(4 426)
Diminution de la trésorerie et équivalents de trésorerie		(204)	(543)
Incidence du change sur la trésorerie et équivalents de trésorerie		(57)	92
Trésorerie et équivalents de trésorerie à l'ouverture de l'exercice		2 221	2 672
Trésorerie et équivalents de trésorerie à la clôture de l'exercice		1 960	2 221
Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie			
Intérêts payés		996	800
Impôt sur le résultat payé		1 033	645

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(en millions de dollars)	Notes	Capital- actions	Surplus d'apport	Cumul des autres éléments du résultat global	Résultats non distribués	Total	Nombre d'actions ordinaires (en milliers)
31 décembre 2017		26 606	567	809	17 401	45 383	1 640 983
Résultat net		—	—	—	3 293	3 293	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	267	—	267	—
Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 39 \$	22	—	—	—	103	103	—
Total du résultat global		—	—	267	3 396	3 663	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		358	(73)	—	—	285	7 927
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	24	(1 040)	—	—	(2 013)	(3 053)	(64 426)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	24	(14)	—	—	28	14	—
Rémunération fondée sur des actions	25	—	46	—	—	46	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(2 333)	(2 333)	—
31 décembre 2018		25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
1 ^{er} janvier 2019		25 910	540	1 076	16 479	44 005	1 584 484
Incidence de l'adoption d'IFRS 16	5	—	—	—	14	14	—
1 ^{er} janvier 2019, montant ajusté		25 910	540	1 076	16 493	44 019	1 584 484
Résultat net		—	—	—	2 899	2 899	—
Ajustement au titre des écarts de conversion		—	—	(177)	—	(177)	—
Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 23 \$	22	—	—	—	(48)	(48)	—
Total du résultat global		—	—	(177)	2 851	2 674	—
Émissions aux termes des régimes d'options sur actions		116	(24)	—	—	92	2 688
Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation	24	(905)	—	—	(1 369)	(2 274)	(55 298)
Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions	24	46	—	—	49	95	—
Rémunération fondée sur des actions	25	—	50	—	—	50	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires		—	—	—	(2 614)	(2 614)	—
31 décembre 2019		25 167	566	899	15 410	42 042	1 531 874

Les notes annexes font partie intégrante des présents états financiers consolidés.

1. ENTITÉ PRÉSENTANT L'INFORMATION FINANCIÈRE ET DESCRIPTION DES ACTIVITÉS

Suncor Énergie Inc. (« Suncor » ou la « Société ») est une société d'énergie intégrée dont le siège social se trouve à Calgary (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, la Société exerce des activités de prospection, d'acquisition, de mise en valeur, de production, de transport, de raffinage et de commercialisation de pétrole brut au Canada et à l'échelle internationale, en plus de commercialiser des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada, sous la marque Petro-Canada^{MD}. Elle exerce également des activités liées à l'énergie renouvelable et des activités de négociation de l'énergie axées principalement sur la commercialisation et la négociation de pétrole brut, de gaz naturel, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité.

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

2. BASE D'ÉTABLISSEMENT

a) Déclaration de conformité

Les présents états financiers consolidés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS ») publiées par l'International Accounting Standards Board (« IASB ») et aux principes comptables généralement reconnus (« PCGR ») du Canada figurant dans la Partie I du *Manuel des Comptables professionnels agréés du Canada*.

Les méthodes comptables de Suncor sont fondées sur les IFRS publiées et en vigueur pour toutes les périodes visées par les présents états financiers consolidés, lesquels ont été approuvés par le conseil d'administration le 26 février 2020.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné à la note 3. Les méthodes comptables décrites à la note 3 ont été appliquées de la même façon pour toutes les périodes présentées dans les présents états financiers consolidés, à l'exception d'IFRS 16, *Contrats de location*. Il y a lieu de se reporter à la note 5.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

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

Pour préparer en temps opportun des états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs, lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements significatifs utilisés dans la préparation des états financiers consolidés sont mentionnés à la note 4.

3. SOMMAIRE DES PRINCIPALES MÉTHODES COMPTABLES

a) Périmètre de consolidation

La Société consolide sa participation dans les entités qu'elle contrôle. Le contrôle s'entend du pouvoir de diriger les politiques financières et d'exploitation d'une entité afin de tirer des avantages de ses activités, et est affaire de jugement. Les transactions et les soldes intragroupe sont tous éliminés à la consolidation.

b) Partenariats

Un partenariat est une entreprise sur laquelle deux parties ou plus exercent un contrôle conjoint établi aux termes d'un accord contractuel. Le contrôle conjoint n'existe que dans le cas où les décisions concernant les activités qui influent le plus sur les rendements de l'entité émettrice sont unanimes. Les partenariats sont classés soit comme une entreprise commune, soit comme une coentreprise. Le classement des partenariats fait appel au jugement. Pour déterminer le classement de ses partenariats, la Société tient compte des droits et obligations contractuels de chacun des investisseurs et vérifie si la structure juridique du partenariat confère à l'entité des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs.

Lorsque la Société a des droits sur les actifs et des obligations au titre des passifs d'un partenariat, le partenariat est classé comme une entreprise commune et la quote-part des actifs, passifs, produits et charges des entreprises communes revenant à la Société est incluse dans les états financiers consolidés, sur la base de la consolidation proportionnelle.

Lorsque la Société a des droits sur les actifs nets d'un partenariat, celui-ci est classé comme une coentreprise et comptabilisé selon la méthode de la mise en équivalence. Selon cette méthode, la participation de la Société est initialement comptabilisée au coût et, par la suite, ajustée pour tenir compte de la quote-part revenant à la Société du bénéfice ou de la perte de la coentreprise, diminution faite des distributions reçues.

c) Conversion des monnaies étrangères

La monnaie fonctionnelle des entités de la Société correspond à la monnaie de l'environnement économique principal dans lequel l'entité exerce ses activités. Les transactions en monnaies étrangères sont converties dans la monnaie fonctionnelle appropriée à des taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction. Les actifs et les passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis dans la monnaie fonctionnelle appropriée aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les écarts de conversion sont comptabilisés en résultat net. Les actifs non monétaires qui sont évalués en monnaie étrangère au coût historique sont convertis au cours en vigueur à la date de la transaction.

Dans le cadre de la préparation des états financiers consolidés de la Société, les états financiers de chaque entité sont convertis en dollars canadiens. Les actifs et les passifs des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date de clôture. Les produits des activités ordinaires et les charges des établissements à l'étranger sont convertis en dollars canadiens à des taux de change avoisinant les taux de change en vigueur à la date de la transaction sous-jacente. Les écarts de conversion sont comptabilisés dans les autres éléments du résultat global.

Lorsque la Société ou une de ses entités procède à la sortie de la totalité de sa participation dans un établissement à l'étranger ou qu'il y a perte du contrôle, du contrôle conjoint ou de l'influence notable sur un établissement à l'étranger, le montant cumulé des écarts de conversion relatifs à l'établissement à l'étranger est comptabilisé dans le résultat net.

d) Produits des activités ordinaires

Les produits des activités ordinaires tirés de la vente de pétrole brut, de gaz naturel, de liquides de gaz naturel, de produits achetés, de produits pétroliers raffinés et d'électricité constituent les ententes contractuelles avec des clients de la Société. Les produits sont comptabilisés lorsque le contrôle est transféré au client, conformément aux modalités contractuelles stipulées. Tous les produits d'exploitation sont gagnés à un moment précis et ils sont fondés sur la contrepartie que la Société s'attend à recevoir pour le transfert des marchandises aux clients. Les produits sont habituellement recouverts au cours du mois suivant la livraison, à l'exception des produits des activités ordinaires tirés des ventes d'essence au détail, de diesel et de produits connexes, lesquels sont exigibles au moment de la livraison. Par conséquent, la Société n'ajuste pas la contrepartie au titre de l'incidence d'une composante financement.

Les produits des activités ordinaires tirés de la production de pétrole et de gaz naturel sont constatés après déduction des charges liées aux redevances.

Les résultats des activités internationales menées en vertu des contrats de partage de la production (« CPP ») sont comptabilisés dans les états financiers consolidés en fonction de la participation directe de la Société. Chaque CPP établit les coûts de prospection et de mise en valeur et les charges d'exploitation devant être financés par la Société, de même que les conditions précises selon lesquelles la Société peut, d'une part, récupérer de tels coûts et, d'autre part, participer aux bénéfices tirés de la production. La récupération des coûts se limite normalement à un pourcentage donné de la production de chaque exercice (« pétrole permettant de récupérer les coûts »). Le pétrole permettant de récupérer les coûts restant après que les coûts de Suncor ont été récupérés est appelé pétrole excédentaire et est réparti entre la Société et le gouvernement concerné. Dans l'hypothèse où une récupération est raisonnablement sûre, la quote-part revenant à la Société du pétrole permettant de récupérer les coûts et du pétrole excédentaire est comptabilisée dans les produits des activités ordinaires lorsque la vente d'un produit à un tiers a lieu. Les produits des activités ordinaires comprennent également l'impôt sur le résultat payé au nom de la Société par ses coentrepreneurs gouvernementaux.

e) Trésorerie et équivalents de trésorerie

La trésorerie et ses équivalents sont essentiellement constitués des sommes déposées dans les banques, de dépôts à terme, de certificats de dépôt et de tous les autres placements hautement liquides au moment de l'achat.

f) Stocks

Les stocks de pétrole brut et de produits raffinés, autres que les stocks détenus aux fins de négociation, sont évalués au plus faible du coût, établi selon la méthode du premier entré, premier sorti, et de la valeur nette de réalisation. Le coût des stocks comprend les coûts d'acquisition, les coûts de production directs, les frais généraux directs et la charge d'amortissement et d'épuisement. Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au coût moyen ou à la valeur nette de réalisation, selon le moins élevé des deux montants.

Les stocks détenus aux fins de négociation sont comptabilisés à la juste valeur diminuée des coûts de sortie, et toute variation de la juste valeur est comptabilisée dans les autres produits de chacun des secteurs à présenter auxquels les négociations se rapportent.

g) Actifs détenus en vue de la vente

Les actifs et les passifs connexes sont classés comme étant détenus en vue de la vente si on s'attend à ce que leurs valeurs comptables soient recouvrées dans le cadre d'une transaction de vente plutôt que par l'utilisation continue. Les actifs ou groupes destinés à être cédés sont évalués au plus faible de leur valeur comptable ou de leur juste valeur diminuée des coûts de la vente. Les pertes de valeur au classement initial de même que les écarts de réévaluation ultérieurs sont comptabilisés dans la charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur. Lorsqu'un actif ou un groupe destiné à la vente est cédé, les profits ou les pertes sur la vente sont comptabilisés dans le profit à la cession d'actifs. Les actifs classés comme étant détenus en vue de la vente ne sont pas amortis.

h) Actifs de prospection et d'évaluation

Les frais liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers non productifs ou de permis d'exploration, de forage de puits d'exploration et les coûts liés à l'évaluation du potentiel commercial des ressources sous-jacentes, y compris les coûts d'emprunt, sont initialement incorporés dans le coût des actifs de prospection et d'évaluation. Certains frais de prospection, y compris les frais liés aux études géologiques, géophysiques et sismiques et à la délimitation des biens d'exploitation de sables pétrolifères, sont imputés aux frais de prospection dès qu'ils sont engagés.

Les actifs de prospection et d'évaluation 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 et d'extraire les ressources sous-jacentes. Si une zone ou un puits d'exploration n'est plus considéré comme commercialement viable, les coûts connexes incorporés à l'actif sont imputés aux frais de prospection.

Lorsque la direction établit avec une certitude raisonnable qu'un actif de prospection et d'évaluation sera mis en valeur, comme le démontrent le classement des réserves prouvées et probables et les autorisations internes et externes appropriées, l'actif est viré aux immobilisations corporelles.

i) Immobilisations corporelles

Les immobilisations corporelles sont initialement comptabilisées au coût.

Les coûts liés à l'acquisition de biens pétroliers et gaziers mis en valeur ou productifs et à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, y compris les frais liés à la réalisation d'études géologiques et géophysiques et au forage de puits de mise en valeur, de même que les coûts liés à la construction et à l'installation d'infrastructures de mise en valeur, comme le matériel de tête de puits, les plateformes de puits, les puits jumelés, les plateformes extracôtières, les structures sous-marines et les coûts liés à la mise hors service d'immobilisations estimés, sont incorporés à l'actif à titre de biens pétroliers et gaziers dans les immobilisations corporelles.

Les coûts liés à la construction, à l'installation et à la mise en service, ou à l'acquisition de matériel de production de pétrole et de gaz naturel, notamment les usines de valorisation des sables pétrolifères, les usines d'extraction, le matériel minier, les installations de traitement, les centrales électriques, les centrales de services publics et tous les actifs liés à l'énergie renouvelable, au raffinage et à la commercialisation, sont incorporés à l'actif à titre d'immobilisations corporelles.

Le coût des opérations de découverte requises pour accéder aux ressources de sables pétrolifères engagé au stade initial de la mise en valeur est incorporé à l'actif à titre de coût de construction de la mine. Les frais de découverte engagés au stade de la production sont passés en charges puisqu'ils se rapportent normalement à la production de la période.

Le coût des inspections, révisions et activités de maintenance majeures planifiées visant à maintenir en état des immobilisations corporelles et à favoriser les activités d'exploitation des exercices futurs est incorporé à l'actif. Les travaux de maintenance planifiés périodiques qui sont effectués à des intervalles plus rapprochés sont comptabilisés dans les charges d'exploitation. Les remplacements qui n'ont pas lieu dans le cadre d'une inspection, d'une révision ou d'activités de maintenance majeures sont incorporés à l'actif s'il est probable que des avantages économiques futurs seront réalisés par la Société, et la valeur comptable de la composante remplacée est décomptabilisée.

Les coûts d'emprunt se rapportant aux actifs dont la construction nécessite plus d'un an sont incorporés dans le coût de l'actif. Les coûts d'emprunt cessent d'être incorporés dans le coût de l'actif lorsque celui-ci se trouve à l'endroit et dans l'état appropriés pour être exploité de la manière prévue, et leur incorporation est suspendue lorsque la construction d'un actif est interrompue pour une période prolongée.

j) Amortissement et épuisement

Les actifs de prospection et d'évaluation ne sont pas assujettis à l'amortissement, y compris pour épuisement. Une fois que les coûts de ces actifs ont été virés aux immobilisations corporelles à titre de biens pétroliers et gaziers et que la production commerciale a commencé, ils sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur, exception faite des frais de prospection et d'évaluation associés aux mines de sables pétrolifères, qui sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie de la mine, et des coûts liés à l'acquisition de biens, lesquels sont amortis sur les réserves prouvées.

Les dépenses en immobilisations ne sont pas amorties, et ce, tant que les immobilisations ne sont pas pratiquement achevées et prêtes pour leur utilisation prévue.

Les coûts liés à la mise en valeur des biens pétroliers et gaziers, exception faite de certains actifs d'exploitation de sables pétrolifères, y compris les coûts liés aux infrastructures spéciales, comme les plateformes de puits et le matériel de tête de puits, sont amortis selon la méthode de l'amortissement proportionnel à l'utilisation sur les réserves prouvées mises en valeur. Une partie de ces coûts peut ne pas être amortie si elle se rapporte à des réserves non mises en valeur. Les coûts liés aux installations extracôtières sont amortis sur les réserves prouvées et probables. Les coûts liés à la mise en valeur et à la construction de mines de sables pétrolifères sont amortis selon le mode linéaire sur la durée de vie de la mine.

Les principales composantes des immobilisations corporelles sont amorties selon le mode linéaire sur leur durée d'utilité prévue.

Usines de valorisation des sables pétrolifères, usines d'extraction et installations minières	20 à 40 ans
Matériel d'extraction de sables pétrolifères	5 à 15 ans
Installations de traitement des sables pétrolifères <i>in situ</i>	30 ans
Centrales électriques et centrales de services publics	30 à 40 ans
Usines de raffinage et autres installations de traitement	20 à 40 ans
Actifs de commercialisation et autres actifs de distribution	10 à 40 ans

Les coûts liés aux inspections, aux révisions et aux activités de maintenance majeures qui sont incorporés dans le coût de l'actif sont amortis selon le mode linéaire sur la période comprise entre le moment où ont lieu ces activités et le moment où elles auront lieu de nouveau, qui varie de deux à cinq ans.

Les taux d'amortissement et d'épuisement sont revus une fois par année, ou lorsque des événements ou des situations influent sur les coûts incorporés à l'actif, les réserves ou la durée de vie estimative.

Les actifs au titre de droits d'utilisation dans les immobilisations corporelles à titre de contrats de location-financement sont amortis selon le mode linéaire sur la durée d'utilité de l'actif au titre du droit d'utilisation ou la durée du contrat de location, selon la plus courte des deux.

k) Goodwill et autres immobilisations incorporelles

La Société comptabilise les regroupements d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. L'excédent du prix d'achat sur la juste valeur des actifs nets identifiables représente le goodwill et est attribué aux unités génératrices de trésorerie (« UGT ») ou groupes d'UGT qui devraient bénéficier du regroupement d'entreprises.

Les autres immobilisations incorporelles comprennent les listes de clients et la valeur de la marque.

Le goodwill et la valeur de la marque ont une durée d'utilité indéterminée et ne sont pas assujettis à l'amortissement. Les listes de clients sont amorties sur leur durée d'utilité prévue, soit de cinq à dix ans. La durée d'utilité prévue des autres immobilisations incorporelles fait l'objet d'une révision annuelle.

l) Dépréciation d'actifs

Actifs non financiers

Les immobilisations corporelles et les actifs de prospection et d'évaluation sont examinés chaque trimestre pour vérifier s'il existe des signes de dépréciation. Le goodwill et les immobilisations incorporelles qui ont une durée de vie utile indéterminée sont soumis à un test de dépréciation une fois l'an. Les actifs de prospection et d'évaluation sont également soumis à un test de dépréciation immédiatement avant d'être virés aux immobilisations corporelles.

Si des indications de dépréciation existent, le montant recouvrable de l'actif est estimé au montant le plus élevé entre la juste valeur diminuée des coûts de sortie et la valeur d'utilité. La juste valeur diminuée des coûts de sortie est établie compte tenu des transactions récentes sur le marché, si ces données sont disponibles, sans quoi un modèle d'évaluation approprié est utilisé. La valeur d'utilité est évaluée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus de l'actif concerné. Si l'actif ne génère pas de rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles générées par d'autres actifs ou groupes d'actifs, le test porte sur l'UGT, soit le plus petit groupe d'actifs identifiable générant des rentrées de trésorerie largement indépendantes de celles provenant des autres actifs ou groupes d'actifs, auquel l'actif appartient. Une perte de valeur correspond à l'excédent de la valeur comptable de l'actif ou de l'UGT sur sa valeur recouvrable.

Pour tous les actifs individuels et les UGT autres que le goodwill, les pertes de valeur peuvent être reprises si des changements ont été apportés aux estimations et jugements ayant servi à déterminer le montant recouvrable de l'actif. Dans ce cas, la valeur comptable de l'UGT ou de l'actif est augmentée à sa valeur recouvrable révisée, laquelle ne peut excéder la valeur comptable qui aurait été établie, après déduction de la charge d'amortissement et d'épuisement, si aucune perte de valeur n'a été constatée.

Les pertes de valeur et reprises de pertes de valeur sont comptabilisées au poste « Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur ».

Actifs financiers

À chaque date de clôture, la Société évalue si des indices indiquent que les actifs financiers évalués au coût amorti pourraient s'être dépréciés. S'il est déterminé qu'un actif financier évalué au coût amorti a subi une perte de valeur, la perte de valeur est comptabilisée au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

m) Provision

La Société constitue une provision lorsqu'elle a une obligation juridique ou implicite résultant d'un événement passé, qu'il est probable qu'une sortie de ressources économiques sera nécessaire pour éteindre l'obligation et que le montant de l'obligation peut être estimé de manière fiable.

Une provision est constatée au titre des obligations liées au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles de la Société. La provision relative aux obligations de démantèlement et de remise en état est évaluée à la valeur actualisée de la meilleure estimation de la direction des flux de trésorerie futurs requis pour régler l'obligation actuelle, au taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction du crédit. La valeur de l'obligation est ajoutée à la valeur comptable de l'actif et amortie sur sa durée d'utilité. La provision est augmentée au fil du temps par l'imputation de montants au poste « Charges financières », les charges réelles étant imputées à l'obligation cumulée. Les ajustements aux flux de trésorerie futurs estimés par suite de révisions de l'estimation du montant ou du moment de la sortie des flux de trésorerie non actualisés sont comptabilisés à titre de variation de la provision pour démantèlement et remise en état et des actifs connexes.

n) Impôt sur le résultat

La Société utilise la méthode du report variable pour la comptabilisation de l'impôt sur le résultat. Selon cette méthode, l'impôt différé est comptabilisé pour tenir compte de l'incidence des écarts entre la valeur comptable et la valeur fiscale des actifs ou des passifs. Les actifs et les passifs d'impôt différé sont évalués au moyen des taux d'imposition adoptés ou quasi adoptés à la date de clôture qui devraient s'appliquer aux bénéfices imposables des exercices au cours desquels les différences temporaires devraient être recouvrées ou réglées. Les variations de ces soldes sont constatées dans le résultat net ou les autres éléments du résultat global de la période au cours de laquelle elles se produisent. Les crédits d'impôt à l'investissement sont portés en diminution des dépenses connexes.

La Société comptabilise l'incidence sur les états financiers d'une position fiscale lorsqu'il est probable, compte tenu de ses mérites techniques, que la position sera confirmée à l'issue de l'audit. La Société évalue toutes les issues possibles et leurs probabilités d'occurrence. Lorsque la Société détermine qu'il est probable qu'elle devra verser un paiement, elle évalue sa charge d'impôt selon sa meilleure estimation du montant d'impôt à payer.

o) Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite

La Société offre des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et des avantages complémentaires de retraite.

Les coûts des prestations de retraite gagnées par les employés dans le cadre du régime à cotisations définies sont comptabilisés en charges dès qu'ils sont engagés. Le coût des régimes à prestations définies et des avantages complémentaires de retraite est établi par calcul actuariel au moyen de la méthode des unités de crédit projetées, en

fonction des salaires actuels et des hypothèses économiques et démographiques les plus probables de la direction. Les prestations de retraite admissibles au cours de l'exercice sont inscrites au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ». La charge d'intérêts sur le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisée dans les charges financières. Les écarts actuariels sont immédiatement comptabilisés dans les autres éléments du résultat global et virés directement aux résultats non distribués.

Le passif comptabilisé à l'état de la situation financière correspond à la valeur actualisée de l'obligation au titre des prestations définies, déduction faite de la juste valeur des actifs du régime.

p) Régimes de rémunération fondée sur des actions

Aux termes des régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société, une rémunération fondée sur des actions peut être attribuée aux cadres, aux salariés et aux administrateurs non salariés. La rémunération fondée sur des actions est comptabilisée au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ».

La rémunération fondée sur des actions dont les paiements sont réglés en trésorerie ou peuvent être réglés en trésorerie ou en actions est comptabilisée comme si elle avait été attribuée dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie. Elle est évaluée à la juste valeur à chaque date de clôture au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes. Cette charge est comptabilisée sur la période d'acquisition des droits, un ajustement correspondant étant inscrit au passif. Lorsque les options sur actions sont rachetées contre trésorerie, les paiements réglés en trésorerie réduisent le passif correspondant. Lorsque les options sur actions sont exercées en échange d'actions ordinaires, la contrepartie payée par le porteur et le passif précédemment comptabilisé relativement aux options sont inscrits dans le capital-actions.

Les options sur actions qui confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires sont comptabilisées comme si elles avaient été attribuées dans le cadre de régimes dont les paiements sont réglés en actions. La charge est fondée sur la juste valeur des options au moment de l'attribution, établie au moyen du modèle d'évaluation du prix des options de Black et Scholes, et est comptabilisée sur les périodes d'acquisition des droits aux options respectives. Une hausse correspondante est inscrite au surplus d'apport. La contrepartie versée à la Société à l'exercice des options est portée en diminution du capital-actions, et le montant correspondant inscrit au surplus d'apport est reclassé dans le capital-actions.

q) Instruments financiers

La Société classe ses instruments financiers dans l'une des catégories suivantes : à la juste valeur par le biais du résultat net, à la juste valeur par le biais du résultat global ou au coût amorti. Le classement est déterminé au moment de la comptabilisation initiale. Tous les instruments financiers sont comptabilisés initialement à la juste valeur à l'état de la situation financière, déduction faite des coûts de transaction, le cas échéant, sauf dans le cas des instruments financiers comptabilisés à la juste valeur par le biais du résultat net, pour lesquels les coûts de transaction sont passés en charges dès qu'ils sont engagés. Par la suite, l'évaluation des instruments financiers dépend de leur classement. La Société classe ses instruments financiers dérivés comme évalués à la juste valeur par le biais du résultat net, la trésorerie et ses équivalents ainsi que les créances comme actifs financiers au coût amorti, et les dettes fournisseurs et charges à payer, la dette et les autres passifs à long terme comme passifs financiers au coût amorti.

Dans les situations où la Société consolide une filiale qui compte d'autres propriétaires détenant une participation ne donnant pas le contrôle et que la filiale a une obligation non discrétionnaire de distribuer, aux propriétaires sans contrôle, un montant en trésorerie calculé selon une formule préétablie, la participation ne donnant pas le contrôle est classée dans les passifs financiers plutôt que dans les capitaux propres, conformément à IAS 32 *Instruments financiers : Présentation*. Le passif au titre de la participation ne donnant pas le contrôle est classé en tant que passif au coût amorti et est présenté dans les autres passifs à long terme. Le solde est augmenté pour tenir compte de la charge d'intérêts de la période considérée, selon la méthode des intérêts effectifs, et est diminué pour tenir compte des distributions versées aux actionnaires ne détenant pas le contrôle.

Dans le cadre de son programme global de gestion des risques, la Société a recours à des instruments financiers dérivés, tels que des contrats physiques ou financiers, à des fins de gestion de l'exposition aux fluctuations des taux d'intérêt, des prix des marchandises et des taux de change. L'incidence sur le résultat net des dérivés utilisés pour gérer un risque donné est constatée dans les autres produits du secteur à présenter visé.

Lorsqu'ils sont utilisés aux fins de transaction, certains contrats de marchandises physiques sont considérés comme des instruments financiers dérivés aux fins comptables. Les contrats de marchandises physiques conclus en vue de la réception ou de la livraison selon les besoins prévus de la Société en matière d'achat, de vente ou d'utilisation ne sont pas considérés comme des instruments financiers dérivés et sont comptabilisés comme des contrats à exécuter.

Les dérivés incorporés dans d'autres instruments financiers ou d'autres contrats hôtes sont comptabilisés comme des dérivés distincts lorsque les risques et les caractéristiques qui s'y rapportent ne sont pas étroitement liés à ceux du contrat hôte.

r) Activités de couverture

La Société peut appliquer la comptabilité de couverture aux contrats qui sont admissibles à la comptabilité de couverture. À la naissance d'une relation de couverture, la Société prépare la documentation nécessaire pour satisfaire aux conditions requises pour l'application de la comptabilité de couverture. Les instruments désignés comme couvertures sont évalués à chaque date de clôture afin d'établir si la relation entre le dérivé et l'élément couvert sous-jacent remplit les objectifs de la Société en matière de gestion de son exposition aux risques financiers et non financiers.

Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de juste valeur, les variations de la juste valeur de l'instrument dérivé et de la juste valeur de l'élément couvert sous-jacent sont portées au résultat net. Lorsque l'instrument dérivé est désigné comme couverture de flux de trésorerie, la partie efficace des variations de la juste valeur des instruments dérivés est d'abord comptabilisée dans les autres éléments du résultat global puis passée en résultat net lorsque l'élément couvert est réalisé. La partie inefficace des variations de la juste valeur des couvertures de flux de trésorerie est aussitôt comptabilisée en résultat net. Les variations de la juste valeur des dérivés désignés comme élément d'une couverture de juste valeur ou de flux de trésorerie sont constatées au même poste que l'élément couvert sous-jacent.

La Société n'a appliqué la comptabilité de couverture à aucun de ses instruments financiers dérivés pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018.

s) Capital-actions

Les actions ordinaires sont classées dans les capitaux propres. Les coûts marginaux directement attribuables à l'émission d'actions ordinaires sont comptabilisés en diminution des capitaux propres, déduction faite des incidences fiscales. Lorsque la Société rachète ses propres actions ordinaires, la valeur comptable moyenne des actions rachetées est portée en diminution du capital-actions. L'excédent du coût d'acquisition sur la valeur comptable moyenne est comptabilisé en tant que diminution des résultats non distribués. Les actions sont annulées au rachat.

t) Distributions de dividendes

Les dividendes versés sur les actions ordinaires sont comptabilisés dans la période au cours de laquelle les dividendes sont déclarés par le conseil d'administration de la Société.

u) Résultat par action

Le résultat de base par action est obtenu en divisant le résultat net de la période par le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation au cours de la période.

Le résultat dilué par action est calculé en ajustant le nombre moyen pondéré d'actions ordinaires en circulation pour tenir compte des actions ordinaires liées aux régimes de rémunération fondée sur des actions de la Société ayant un effet dilutif. Le nombre d'actions est calculé au moyen de la méthode du rachat d'actions. Comme ces attributions peuvent être échangées contre des actions ordinaires de la Société, elles sont considérées comme potentiellement dilutives et sont prises en compte dans le calcul du résultat net dilué par action de la Société si, pour la période, elles ont un effet dilutif.

v) Obligations au titre des émissions

Les obligations au titre des émissions sont évaluées au coût moyen pondéré par unité d'émission devant être engagé au cours de la période de conformité et sont comptabilisées dans les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dans la période au cours de laquelle les émissions sont produites.

Les achats de droits d'émission sont comptabilisés au poste « Autres actifs » à l'état de la situation financière et évalués au coût historique. Les droits d'émission obtenus par voie de subvention sont comptabilisés au montant nominal.

4. PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES ET JUGEMENTS IMPORTANTS

Pour préparer des états financiers conformément aux IFRS, la direction doit faire 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 de nouvelles informations disponibles. Les composantes des états financiers qui exigent l'établissement d'estimations et de jugements importants sont les suivantes :

Réserves de pétrole et de gaz

L'estimation des réserves de pétrole et de gaz de la Société est prise en compte lors de l'évaluation de la charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur et des charges 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 2019 par des évaluateurs de réserves qualifiés indépendants. Les estimations des réserves de pétrole et de gaz sont fondées sur une série de facteurs géologiques, techniques et économiques, notamment sur les taux de production futurs prévus, les projections des prix des marchandises, les données techniques et le montant et le calendrier des dépenses futures, 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 2019, lesquelles pourraient être considérablement différentes à d'autres moments de l'exercice ou de périodes ultérieures. Des changements dans les conditions de marché, la réglementation et les hypothèses peuvent avoir une incidence significative sur l'estimation des réserves nettes.

Activités pétrolières et gazières

L'exercice du jugement est nécessaire lorsque la Société détermine la nature des activités pétrolières et gazières et les désigne comme étant des activités de prospection, d'évaluation, de mise en valeur ou de production et lorsqu'elle détermine si elle doit passer en charges ou inscrire à l'actif les coûts de ces activités.

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. Les 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 frais 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 auprès des organismes de réglementation, les partenaires et le processus d'autorisation interne des projets de la Société.

Détermination des unités génératrices de trésorerie (« UGT »)

Une UGT est le 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 nécessite 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, aux infrastructures partagées 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 sortie 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 et d'imposition 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.

Coûts liés au démantèlement et à la remise en état

La Société constate des passifs liés au démantèlement et à la remise en état des actifs de prospection et d'évaluation et des immobilisations corporelles, en fonction des coûts futurs estimatifs de démantèlement et de 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 à ses activités d'exploitation normales.

Les coûts réels sont incertains, et les estimations peuvent varier par suite de modifications apportées aux lois et aux règlements relatifs à l'utilisation de certaines technologies, de l'émergence d'une nouvelle technologie, de l'expérience d'exploitation, des prix, et des plans de fermeture. Le calendrier estimatif du démantèlement et de la remise en état futurs peut changer en raison de certains facteurs, y compris la durée de vie des réserves. Les changements d'estimations des coûts futurs attendus, des taux d'actualisation et du moment du démantèlement ainsi que les changements d'hypothèses sur 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 actuarielle qui reposent sur l'exercice du jugement professionnel. Les estimations généralement formulées pour calculer ces montants comprennent, selon le cas, 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, sans s'y limiter, les provisions pour litiges en matière de redevances, pour contrats déficitaires, pour litiges et pour obligations implicites, est un processus complexe qui implique une part de jugement au sujet des résultats des événements futurs, de l'interprétation des lois et règlements, des estimations du calendrier et des montants de flux de trésorerie futurs prévus, et des taux d'actualisation.

Impôt sur le résultat

La direction évalue ses positions fiscales annuellement ou lorsque les circonstances l'exigent, ce qui fait appel au 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 des changements d'interprétation des normes peuvent entraîner un changement de ces positions et une éventuelle augmentation ou 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 prévisions de la Société à cet égard pourrait nuire à la capacité de la Société de réaliser le montant de l'actif d'impôt différé.

Des passifs d'impôt différé sont comptabilisés lorsqu'il existe des différences temporaires imposables qui s'inverseront et donneront lieu à une sortie de trésorerie pour payer les autorités fiscales. La Société constate une provision pour le montant qui devrait être payé, ce qui nécessite l'exercice du jugement quant au résultat final. Une modification du jugement de la Société concernant la probabilité d'une sortie de trésorerie future ou l'estimation du montant du règlement prévu, l'échéance des reversements et l'évolution des réglementations fiscales dans les territoires où la Société exerce ses activités pourrait 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 de marché observables, la Société a recours à des modèles fournis par des tiers et à des techniques d'évaluation, qui reposent sur des données de marché observables, 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 tient compte d'informations se rapportant à la transaction, que les

intervenants du marché utiliseraient pour effectuer une évaluation de la juste valeur, y compris l'incidence du risque de non-exécution.

Monnaie fonctionnelle

La détermination de la monnaie fonctionnelle de la Société et de chacune de ses filiales relève du jugement de la direction, qui se fonde sur la composition des produits des activités ordinaires et des coûts sur les territoires où la Société exerce ses activités.

5. NOUVELLES NORMES IFRS

a) Adoption de nouvelles normes IFRS

IFRS 16, Contrats de location

En date du 1^{er} janvier 2019, la Société a adopté IFRS 16, *Contrats de location* (« IFRS 16 »), qui remplace IAS 17, *Contrats de location* (« IAS 17 ») et qui exige la comptabilisation de la plupart des contrats de location dans l'état de la situation financière. IFRS 16 élimine l'option de classement des contrats de location comme des contrats de location-financement ou des contrats de location simple et traite tous les contrats de location comme des contrats de location-financement pour les preneurs à bail, en prévoyant des exemptions facultatives pour les contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois. Le traitement comptable pour les bailleurs demeure inchangé pour l'essentiel, de même que l'obligation de classer les contrats de location, soit comme contrats de location-financement soit comme contrats de location simple.

La Société a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée, ce qui exige d'ajuster le solde d'ouverture des résultats non distribués sans avoir à retraiter les données comparatives. Par conséquent, l'information comparative demeure présentée conformément à IAS 17 et à International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) 4. Les précisions des méthodes comptables aux termes d'IAS 17 et d'IFRIC 4 sont présentées séparément si elles diffèrent des précisions aux termes d'IFRS 16 et l'incidence de la variation est présentée ci-après.

Les méthodes comptables aux termes d'IFRS 16 se présentent comme suit :

À la date de passation d'un contrat, la Société doit apprécier si celui-ci est ou contient un contrat de location selon qu'il confère le droit de contrôler l'utilisation d'un bien déterminé pour un certain temps moyennant une contrepartie.

À la date de début du contrat de location, la Société doit comptabiliser un actif au titre du droit d'utilisation et une obligation locative. L'actif au titre du droit d'utilisation est évalué initialement au montant initial de l'obligation locative ajusté pour tout paiement au titre du contrat de location versé à la date de début ou avant cette date, majoré, le cas échéant, des coûts directs initiaux engagés et des coûts estimés pour démanteler et enlever l'actif sous-jacent ou pour remettre en état l'actif sous-jacent sur le site, déduction faite des avantages incitatifs à la location reçus. Les actifs sont amortis jusqu'au terme de la durée d'utilité de l'actif au titre du droit d'utilisation ou jusqu'au terme de la durée du contrat de location s'il est antérieur selon le mode linéaire, étant donné que ce mode reflète le plus étroitement le rythme attendu de consommation des avantages économiques futurs représentatifs de l'actif. Un jugement est exercé afin de déterminer la durée des contrats de location pour lesquels la Société a une option de renouvellement. Par ailleurs, les actifs au titre de droits d'utilisation peuvent être diminués de façon périodique des éventuelles pertes de valeur, et ajustés pour refléter certaines réévaluations de l'obligation locative.

L'obligation locative est évaluée initialement à la valeur actualisée des paiements de loyers qui ne sont pas versés à la date de début, calculée à l'aide du taux d'intérêt implicite du contrat de location ou, si ce taux ne peut être déterminé facilement, à l'aide du taux d'emprunt marginal de la Société. Les paiements de loyers comprennent les paiements fixes et les paiements variables qui sont fonction d'un indice ou d'un taux.

Les sorties de trésorerie se rapportant au principal de l'obligation locative sont présentées dans les activités de financement et celles se rapportant à la charge d'intérêts sur l'obligation locative sont présentées dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie. Les paiements de loyers au titre de contrats de location à court terme et les paiements de loyers variables qui n'ont pas été pris en compte dans l'évaluation de l'obligation locative sont présentés dans les activités d'exploitation du tableau des flux de trésorerie.

L'obligation locative est évaluée au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Elle est réévaluée s'il y a un changement dans les paiements de loyers futurs découlant de la variation d'un indice ou d'un taux, s'il y a un changement dans l'estimation de la Société des sommes à payer au titre d'une garantie de valeur résiduelle, ou si la Société revoit sa décision d'exercer ou non une option d'achat, de prolongation ou de résiliation du contrat de location.

Lorsque l'obligation locative est réévaluée de cette façon, un ajustement équivalent est apporté à la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation, ou est comptabilisé dans le résultat net si la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation a été ramenée à zéro.

Selon IAS 17

Au cours de la période comparative, la Société a classé les contrats de location aux termes desquels elle transfère la quasi-totalité des risques et des avantages inhérents à la propriété comme des contrats de location-financement. Dans ce cas, les actifs loués ont été évalués initialement à un montant égal à leur juste valeur ou, si celle-ci est inférieure, à la valeur actualisée des paiements minimaux au titre de la location. Les paiements minimaux au titre de la location s'entendaient des paiements que le preneur était tenu d'effectuer pendant la durée du contrat de location, à l'exclusion de tout loyer conditionnel.

Par la suite, les actifs ont été comptabilisés conformément à la méthode comptable qui s'applique à ceux-ci.

Les actifs détenus dans les autres contrats de location ont été classés à titre de contrats de location simple et n'ont pas été comptabilisés dans l'état de la situation financière de la Société. Les paiements versés aux termes d'un contrat de location simple ont été comptabilisés dans le résultat net selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location. Les avantages incitatifs à la location reçus ont été comptabilisés comme étant constitutifs du total de la charge locative, sur la durée du contrat de location.

Dans le cadre de l'application initiale d'IFRS 16, la Société a également choisi d'appliquer les dispositions transitoires qui suivent :

Les actifs au titre de droits d'utilisation sont évalués :

- au montant de l'obligation locative le 1^{er} janvier 2019, ajusté du montant des loyers payés d'avance ou à payer qui étaient comptabilisés dans l'état de la situation financière relativement à ce contrat de location immédiatement avant la date de transition aux IFRS.

La Société a choisi de se prévaloir des mesures de simplification suivantes lors de l'application d'IFRS 16 à des contrats de location antérieurement classés en tant que contrats de location simple aux termes d'IAS 17 :

- ajuster les actifs au titre de droits d'utilisation du montant comptabilisé dans l'état de la situation financière au titre de la provision pour les contrats de location déficitaires immédiatement avant la date de première application au lieu d'effectuer un test de dépréciation;
- ne pas comptabiliser les actifs au titre de droits d'utilisation et les obligations locatives au titre des contrats de location à court terme dont la durée est d'au plus 12 mois ainsi qu'au titre des contrats de location dont la durée restante au moment de l'adoption est courte. Les paiements de loyers associés à ces contrats sont comptabilisés en charges selon le mode linéaire sur la durée du contrat de location;
- comptabiliser chaque composante locative et les composantes non locatives qui s'y rattachent comme une seule composante locative en ce qui a trait aux réservoirs de stockage de pétrole brut;
- utiliser des connaissances acquises a posteriori pour déterminer la durée d'un contrat de location si le contrat contient des options de prolongation ou de résiliation.

Le tableau qui suit présente un sommaire de l'incidence de l'adoption d'IFRS 16 sur les états consolidés de la situation financière de la Société au 1^{er} janvier 2019. Les montants de la période antérieure n'ont pas été retraités. L'incidence de la transition a été comptabilisée dans les capitaux propres à titre de résultats non distribués.

(en millions de dollars) Augmentation (diminution)	31 décembre 2018	Ajustements au titre d'IFRS 16	1 ^{er} janvier 2019
Actif			
Actif courant			
Créances	3 206	(2)	3 204
Immobilisations corporelles, montant net	74 245	(1 267)	72 978
Actifs au titre de droits d'utilisation, montant net	—	3 059	3 059
Passif et capitaux propres			
Passif courant			
Tranche courante de la dette à long terme	229	(38)	191
Tranche courante des obligations locatives	—	276	276
Tranche courante des provisions	667	(1)	666
Dette à long terme	13 890	(1 222)	12 668
Obligations locatives à long terme	—	2 777	2 777
Autres passifs à long terme	2 346	(1)	2 345
Provisions	6 984	(20)	6 964
Impôt sur le résultat différé	12 045	5	12 050
Capitaux propres	44 005	14	44 019

Le tableau qui suit présente un rapprochement des obligations relatives aux contrats de location simple de la Société au 31 décembre 2018 présentées précédemment dans les états financiers consolidés de la Société au 31 décembre 2018 et pour l'exercice clos à cette date et des obligations locatives comptabilisées au moment de l'application initiale d'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019.

Rapprochement

(en millions de dollars)	1 ^{er} janvier 2019
Contrats de location simple au 31 décembre 2018 ¹⁾	2 457
Exemption relative aux contrats de location à court terme	(42)
Actualisation	(623)
Obligations locatives supplémentaires en raison de l'adoption d'IFRS 16 au 1 ^{er} janvier 2019	1 792

1) Représentent des engagements locatifs non actualisés.

En ce qui concerne les contrats de location qui étaient classés auparavant en tant que contrats de location-financement dans les immobilisations corporelles selon IAS 17, la valeur comptable de l'actif au titre du droit d'utilisation et de l'obligation locative attribuée lors de la première application au 1^{er} janvier 2019 a été déterminée comme étant la valeur comptable de l'actif et du passif au titre des contrats de location-financement attribuée en application d'IAS 17 immédiatement avant la transition.

Les obligations locatives comptabilisées selon IFRS 16 ont été actualisées en utilisant le taux d'emprunt marginal de la Société au moment de la première application. Au 1^{er} janvier 2019, le taux d'actualisation moyen pondéré utilisé dans le cadre des contrats de location additionnels comptabilisés par suite de l'application d'IFRS 16 s'établissait à 3,85 %.

Incertitude relative aux traitements fiscaux

En juin 2017, l'IASB a publié l'IFRIC 23 *Incertitude relative aux traitements fiscaux*. Cette interprétation clarifie la comptabilité des actifs et passifs d'impôt exigible et différé lorsqu'il existe une incertitude quant aux traitements fiscaux. En vertu de

l'interprétation, une entité doit déterminer s'il est probable qu'un traitement fiscal incertain sera accepté par l'administration fiscale. Si elle détermine que ce n'est pas probable, l'entité doit, en vertu de l'interprétation, utiliser le montant le plus probable ou la méthode de l'espérance mathématique. La Société a adopté les modifications lors de leur entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2019. L'adoption de cette modification n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

b) Prises de position comptables récemment publiées

Les normes, modifications et interprétations publiées, mais qui ne sont pas encore en vigueur à la date d'autorisation des états financiers consolidés de la Société et qui peuvent avoir une incidence sur les informations à fournir et sur 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.

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. Les modifications s'appliquent aux exercices ouverts à compter du 1^{er} janvier 2020 et doivent être appliquées de manière prospective.

6. INFORMATION SECTORIELLE

Les secteurs opérationnels de la Société sont présentés en fonction de la nature de leurs produits et de leurs services et de la responsabilité de la direction. Les activités d'exploitation de chacun des secteurs sont résumées ci-dessous :

- Le secteur Sables pétrolifères regroupe les activités en propriété exclusive de la Société liées aux sables pétrolifères de l'Athabasca, en Alberta visant à explorer, à mettre en valeur et à produire du bitume, du pétrole brut synthétique et des produits connexes, grâce à la récupération et à la valorisation du bitume provenant d'installations minières et *in situ*. Ce secteur comprend aussi la participation conjointe de la Société dans l'entreprise commune d'exploitation minière et de valorisation de sables pétrolifères Syncrude, la participation conjointe de la Société dans le partenariat Fort Hills et la participation donnant le contrôle de la Société dans les installations de mélange et de stockage de bitume du Parc de stockage Est, situées près de Fort McMurray, en Alberta, de même que la commercialisation, l'approvisionnement et le transport de pétrole brut, de gaz naturel, d'électricité et de sous-produits et la gestion des risques connexes. Les secteurs opérationnels relatifs aux activités minières, aux activités *in situ*, à Fort Hills et à Syncrude ont été regroupés en un seul secteur à présenter (Sables pétrolifères), en raison de la similitude des activités, y compris la production de bitume, et de la zone géographique et du contexte réglementaire unique où elles sont exercées.
- Le secteur Exploration et production (« E&P ») regroupe les activités extracôtières sur la côte Est du Canada qui comprennent les participations dans les champs pétrolifères Hibernia, Terra Nova, White Rose et Hebron; les activités de prospection et de production de pétrole brut et de gaz naturel des zones de mise en valeur de Buzzard et de Golden Eagle au Royaume-Uni (R.-U.); les activités de prospection et de production de pétrole brut à Oda et la mise en valeur des champs Fenja en Norvège, ainsi que la commercialisation de pétrole brut et de gaz naturel et la gestion des risques connexes. En raison de l'agitation politique en Syrie, la Société a déclaré un cas de force majeure aux termes de ses obligations contractuelles, et les activités de Suncor en Syrie ont été interrompues indéfiniment. En Libye, la production demeure partiellement interrompue en raison de l'agitation politique, et la date d'un retour aux activités normales reste incertaine.
- Le secteur Raffinage et commercialisation regroupe les activités de raffinage de produits tirés du pétrole brut et les activités de distribution, de commercialisation et de transport des produits raffinés et pétrochimiques et d'autres produits achetés par l'intermédiaire des réseaux de vente au détail et en gros au Canada et aux États-Unis (É.-U.), et la gestion des risques connexes. Ce secteur comprend également la négociation de pétrole brut, de gaz naturel et d'électricité.

La Société comptabilise dans le secteur Siège social et éliminations les activités qui ne peuvent pas être directement attribuées à un secteur opérationnel donné. Ce secteur comprend les projets d'énergie renouvelable comme les centrales éoliennes de Chin Chute et de Magrath en Alberta, de SunBridge en Saskatchewan et d'Adelaide en Ontario, de même que la participation dans Enerkem Inc., une entreprise de conversion des déchets en biocarburants et en produits chimiques renouvelables dont le siège social est situé au Québec.

Les ventes intersectorielles de pétrole brut et de gaz naturel sont comptabilisées aux valeurs de marché et portées, pour la présentation de l'information sectorielle, dans les produits des activités ordinaires du secteur faisant le transfert et dans les charges du secteur recevant le transfert. Les soldes intersectoriels sont éliminés à la consolidation. Les profits intersectoriels ne sont comptabilisés qu'une fois que le produit auquel ils se rapportent a été vendu aux tiers.

Exercices clos les 31 décembre ¹⁾²⁾ (en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Exploration et production		Raffinage et commercialisation		Siège social, négociation de l'énergie et éliminations		Total	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Produits des activités ordinaires et autres produits										
Produits bruts	13 948	12 039	3 675	3 869	22 216	23 655	27	29	39 866	39 592
Produits intersectoriels	4 399	3 704	—	—	88	123	(4 487)	(3 827)	—	—
Moins les redevances	(917)	(398)	(605)	(652)	—	—	—	—	(1 522)	(1 050)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	17 430	15 345	3 070	3 217	22 304	23 778	(4 460)	(3 798)	38 344	38 542
Autres produits (pertes)	172	387	430	(68)	75	68	(32)	57	645	444
	17 602	15 732	3 500	3 149	22 379	23 846	(4 492)	(3 741)	38 989	38 986
Charges										
Achats de pétrole brut et de produits	1 407	1 563	—	—	15 296	16 656	(4 141)	(4 086)	12 562	14 133
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	8 027	7 577	525	507	2 173	2 043	519	446	11 244	10 573
Transport	1 293	1 144	80	85	120	147	(51)	(57)	1 442	1 319
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	8 170	4 024	1 505	967	823	684	74	63	10 572	5 738
Prospection	127	44	129	78	—	—	—	—	256	122
(Profit lié) perte liée à l'échange d'actifs et à la cession d'actifs	(14)	(108)	(228)	91	(11)	(7)	—	—	(253)	(24)
Charges financières	318	320	73	46	55	7	187	1 769	633	2 142
	19 328	14 564	2 084	1 774	18 456	19 530	(3 412)	(1 865)	36 456	34 003
Résultat avant impôt	(1 726)	1 168	1 416	1 375	3 923	4 316	(1 080)	(1 876)	2 533	4 983
(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat										
Exigible	266	(128)	626	680	972	1 090	(312)	(392)	1 552	1 250
Différé	(1 565)	351	(215)	(112)	(49)	72	(89)	129	(1 918)	440
	(1 299)	223	411	568	923	1 162	(401)	(263)	(366)	1 690
Résultat net	(427)	945	1 005	807	3 000	3 154	(679)	(1 613)	2 899	3 293
Dépenses en immobilisations et frais de prospection										
	3 522	3 546	1 070	946	818	856	148	58	5 558	5 406

1) Dès 2019, les résultats du secteur Négociation de l'énergie de la Société sont compris dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent. Les activités liées à la négociation de l'énergie étaient comptabilisées précédemment dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement. Les résultats des activités liées à l'énergie renouvelable de la Société demeurent inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

2) La Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Par conséquent, les chiffres des périodes antérieures n'ont pas été retraités. Il y a lieu de se reporter à la note 5 pour plus de précisions.

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

La Société tire des produits des activités ordinaires principalement du transfert de biens, à un moment précis, pour les principales catégories de marchandises, les sources de produits des activités ordinaires et les régions géographiques suivantes :

Exercices clos les 31 décembre ¹⁾ (en millions de dollars)	2019			2018		
	Amérique du Nord	International	Total	Amérique du Nord	International	Total
Sables pétrolifères						
Pétrole brut synthétique et diesel	13 368	—	13 368	11 659	—	11 659
Bitume	4 979	—	4 979	4 084	—	4 084
	18 347	—	18 347	15 743	—	15 743
Exploration et production						
Pétrole brut et liquides de gaz naturel	1 922	1 747	3 669	1 741	2 112	3 853
Gaz naturel	—	6	6	3	13	16
	1 922	1 753	3 675	1 744	2 125	3 869
Raffinage et commercialisation						
Essence	9 941	—	9 941	10 819	—	10 819
Distillat	9 447	—	9 447	9 698	—	9 698
Autres	2 916	—	2 916	3 261	—	3 261
	22 304	—	22 304	23 778	—	23 778
Siège social et éliminations	(4 460)	—	(4 460)	(3 798)	—	(3 798)
Total des produits bruts des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients	38 113	1 753	39 866	37 467	2 125	39 592

1) Dès 2019, les résultats du secteur Négociation de l'énergie de la Société sont compris dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent. Les activités liées à la négociation de l'énergie étaient comptabilisées précédemment dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations. Les chiffres des périodes antérieures ont été retraités pour rendre compte de ce changement. Les résultats des activités liées à l'énergie renouvelable de la Société demeurent inclus dans le secteur Siège social et éliminations.

Informations géographiques

Produits d'exploitation, déduction faite des redevances

(en millions de dollars)	2019	2018
Canada	31 157	30 813
États-Unis	5 737	5 999
Autres pays	1 450	1 730
	38 344	38 542

Actifs non courants¹⁾

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Canada	75 190	76 708
États-Unis	1 957	1 889
Autres pays	2 173	2 154
	79 320	80 751

1) Exclut les actifs d'impôt différé.

7. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2019	2018
Activités de gestion des risques et de négociation ¹⁾	155	255
(Pertes) profits sur la juste valeur des stocks détenus aux fins de négociation	(7)	13
Produit financier et produits d'intérêts	89	34
Produit d'assurance ²⁾	431	120
Autres	(23)	22
	645	444

- 1) Inclut des variations de juste valeur liées à des contrats dérivés dans les secteurs Sables pétroliers, Exploration et production et Raffinage et commercialisation.
- 2) La colonne 2019 comprend le produit d'assurance lié aux actifs en Libye dans le secteur Exploration et production (note 34). Les colonnes 2019 et 2018 comprennent le produit d'assurance dommages matériels et pertes d'exploitation pour Syncrude dans le secteur Sables pétroliers.

8. CHARGES D'EXPLOITATION, FRAIS DE VENTE ET FRAIS GÉNÉRAUX

Les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux se composent de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2019	2018
Services contractuels ¹⁾	4 380	4 552
Charge liée au personnel ¹⁾	3 641	3 263
Matériaux	869	765
Énergie	1 129	1 095
Location d'équipement et baux	345	360
Déplacements, marketing et autres	880	538
	11 244	10 573

- 1) Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, la Société a engagé des coûts de 8,5 G\$ au titre de services contractuels et de la charge liée au personnel (8,3 G\$ en 2018). De ce montant, une tranche de 8,0 G\$ (7,8 G\$ en 2018) a été inscrite au poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » et une tranche de 0,5 G\$ a été inscrite dans les immobilisations corporelles (0,5 G\$ en 2018). La charge liée au personnel comprend les salaires, les avantages et la rémunération fondée sur des actions.

9. CHARGES FINANCIÈRES

Les charges financières se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	2019	2018
Intérêts sur la dette	825	897
Intérêts sur les obligations locatives ¹⁾	172	—
Intérêts incorporés à l'actif, au taux de 5,3 % (5,4 % en 2018)	(122)	(156)
Charge d'intérêts	875	741
Intérêts sur le passif au titre du partenariat	55	56
Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite	59	56
Charge de désactualisation	270	266
(Profit) perte de change sur la dette libellée en dollars américains	(624)	1 090
Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres	(2)	(67)
	633	2 142

- 1) La Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Par conséquent, les chiffres des périodes antérieures n'ont pas été retraités. Il y a lieu de se reporter à la note 5 pour plus de précisions.

10. IMPÔT SUR LE RÉSULTAT

(Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat

(en millions de dollars)	2019	2018
Impôt exigible		
Exercice écoulé	1 524	1 270
Ajustements de l'impôt exigible d'exercices précédents	28	(20)
Impôt différé		
Naissance et résorption de différences temporaires	(819)	345
Ajustements relatifs à l'impôt différé d'exercices précédents	83	13
Modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	(1 124)	—
Variation des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(58)	82
Total (du recouvrement) de la charge d'impôt sur le résultat	(366)	1 690

Rapprochement du taux d'imposition effectif

La charge d'impôt sur le résultat a été calculée selon un taux d'imposition effectif qui diffère du taux d'imposition prévu par la loi. Un rapprochement est présenté ci-dessous :

(en millions de dollars)	2019	2018
Résultat avant impôt	2 533	4 983
Taux d'imposition prévu par la loi canadienne	26,74 %	27,04 %
Impôt prévu par la loi	677	1 347
Ajouter (déduire) l'incidence fiscale des éléments suivants :		
Partie non imposable des (gains) pertes en capital	(146)	146
Rémunération fondée sur des actions et autres éléments permanents	25	31
Cotisations et ajustements	112	(7)
Incidence des modifications des taux d'impôt et des lois fiscales	(1 067)	—
Écart du taux d'impôt étranger	83	111
Composante des acquisitions et cessions non imposable	—	(14)
Variation des actifs d'impôt différé non comptabilisés	(58)	82
Autres	8	(6)
Total (du recouvrement) de la charge d'impôt sur le résultat	(366)	1 690
Taux d'imposition effectif	(14,4) %	33,9 %

Au deuxième trimestre de 2019, Suncor a comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à une réduction du taux d'imposition des sociétés en Alberta, qui est passé de 12 % à 8 %. La baisse du taux d'imposition se fera graduellement comme suit : 11 % dès le 1^{er} juillet 2019, 10 % dès le 1^{er} janvier 2020, 9 % dès le 1^{er} janvier 2021 et 8 % dès le 1^{er} janvier 2022. Le recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ comprend un recouvrement de 910 M\$ dans le secteur Sables pétrolifères, un recouvrement de 88 M\$ dans le secteur Raffinage et commercialisation, un recouvrement de 70 M\$ dans le secteur Exploration et production et un recouvrement de 48 M\$ dans le secteur Siège social et éliminations.

Soldes d'impôt différé

Les principales composantes des (actifs) passifs d'impôt différé et de la charge (du produit) d'impôt différé de la Société sont présentées dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	(Recouvrement) charge d'impôt différé		Passif (actif) d'impôt différé	
	2019	2018	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Immobilisations corporelles	(2 348)	484	12 814	14 666
Provision pour démantèlement et remise en état	259	46	(2 092)	(1 854)
Régimes de retraite du personnel	32	15	(576)	(585)
Pertes fiscales reportées en avant	16	(63)	(156)	(172)
Autres	123	(42)	(23)	(138)
(Recouvrement) charge et passif d'impôt différé, montant net	(1 918)	440	9 967	11 917

Variations des soldes d'impôt différé

(en millions de dollars)	2019	2018
Passif d'impôt différé, montant net, à l'ouverture de l'exercice	11 917	11 433
Montant comptabilisé dans la charge d'impôt différé	(1 918)	440
Montant comptabilisé dans les autres éléments du résultat global	(23)	39
Écart de conversion, sorties et autres éléments	(9)	5
Passif d'impôt différé, montant net, à la clôture de l'exercice	9 967	11 917

Soldes d'impôt différé inclus dans les capitaux propres

(en millions de dollars)	2019	2018
Impôt différé inclus dans les autres éléments du résultat global		
(Perte actuarielle) gain actuariel des régimes de retraite du personnel	(23)	39
Total (du recouvrement) de la charge d'impôt comptabilisée en capitaux propres	(23)	39

Des actifs d'impôt différé sont comptabilisés pour les reports en avant de pertes fiscales dans la mesure où la réalisation de l'avantage fiscal connexe est probable compte tenu des bénéfices futurs estimatifs. Suncor a omis de comptabiliser un actif d'impôt différé de 87 M\$ (153 M\$ en 2018) pour des pertes en capital de 715 M\$ (1 134 M\$ en 2018) découlant de pertes de change liées à la dette libellée en dollars américains, car ces pertes ne pourront être utilisées que si des gains en capital sont réalisés dans l'avenir.

Aucun impôt différé n'a été constaté au 31 décembre 2019 à l'égard de différences temporaires associées aux résultats non distribués en ce qui a trait à nos participations dans des filiales à l'étranger, car la Société est en mesure de contrôler le moment où ces différences temporaires se résorberont. Selon les plans actuels, le rapatriement des fonds excédant les réinvestissements à l'étranger n'entraînera pas de charge d'impôt additionnelle significative. L'impôt différé sur les distributions associé aux activités internationales n'a pas été comptabilisé.

11. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

(en millions de dollars)	2019	2018
Résultat net	2 899	3 293
(en millions d'actions ordinaires)		
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires	1 559	1 623
Titres dilutifs		
Effet des options sur actions	2	6
Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – résultat dilué	1 561	1 629
(en dollars par action ordinaire)		
Résultat de base par action	1,86	2,03
Résultat dilué par action	1,86	2,02

12. TRÉSORERIE ET ÉQUIVALENTS DE TRÉSORERIE

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Trésorerie	1 232	1 285
Équivalents de trésorerie	728	936
	1 960	2 221

13. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES FLUX DE TRÉSORERIE

(L'augmentation) la diminution du fonds de roulement hors trésorerie est composée de ce qui suit :

(en millions de dollars)	2019	2018
Créances	(1 099)	219
Stocks	(628)	316
Dettes fournisseurs et charges à payer	1 317	(503)
Tranche courante des provisions	(14)	(110)
Impôt à payer (montant net)	436	511
	12	433
Attribuable aux :		
Activités d'exploitation	(397)	408
Activités d'investissement	409	25
	12	433

Rapprochement des variations des passifs avec les flux de trésorerie liés aux activités de financement :

(en millions de dollars)	Dettes à court terme	Tranche courante des obligations locatives à long terme	Obligations locatives à long terme	Tranche courante de la dette à long terme	Dettes à long terme	Passif au titre du partenariat	Dividendes à payer
Au 31 décembre 2018	3 231	—	—	229	13 890	477	—
Variations des flux de trésorerie liés aux activités de financement :							
Remboursement de papier commercial, montant net	(982)	—	—	—	—	—	—
Produit brut de l'émission de titres de créance à long terme	—	—	—	—	750	—	—
Frais d'émission de titres de créance	—	—	—	—	(5)	—	—
Remboursement sur la dette à long terme	—	—	—	(188)	—	—	—
Pertes de change réalisées	—	—	—	7	—	—	—
Dividendes versés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	(2 614)
Paiements de montants dus au titre d'obligations locatives	—	(307)	—	—	—	—	—
Distributions à la participation ne donnant pas le contrôle	—	—	—	—	—	(7)	—
Variations hors trésorerie :							
Dividendes déclarés sur les actions ordinaires	—	—	—	—	—	—	2 614
Profits de change latents	(94)	—	—	(10)	(520)	—	—
Reclassement de titres de créance dans les obligations locatives	—	—	1 260	(38)	(1 222)	—	—
Reclassement d'obligations locatives	—	617	(617)	—	—	—	—
Frais de financement différés	—	—	—	—	(9)	—	—
Nouvelle appréciation du passif au titre du partenariat	—	—	—	—	—	(15)	—
Nouveaux contrats de location	—	—	1 978	—	—	—	—
Au 31 décembre 2019	2 155	310	2 621	—	12 884	455	—

14. STOCKS

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Pétrole brut ¹⁾	1 689	1 424
Produits raffinés	1 290	1 033
Matières, fournitures et marchandises	782	702
	3 761	3 159

1) Comprend un montant de 210 M\$ au titre des stocks détenus aux fins de négociation (247 M\$ en 2018), lesquels sont évalués à la juste valeur diminuée des coûts de sortie, d'après des données d'évaluation de la juste valeur de niveau 1 et de niveau 2.

En 2019, des stocks de produits acquis de 13,3 G\$ (14,8 G\$ en 2018) ont été passés en charges.

15. IMMOBILISATIONS CORPORELLES

(en millions de dollars)	Biens pétroliers et gaziers	Immobilisations corporelles	Total
Coût			
31 décembre 2017	36 209	78 639	114 848
Entrées	1 221	3 958	5 179
Virements depuis les actifs de prospection et d'évaluation	31	—	31
Acquisitions (notes 32 à 34)	289	948	1 237
Variation de la provision pour démantèlement et remise en état des lieux	85	(22)	63
Sorties et montants décomptabilisés	(375)	(4 785)	(5 160)
Ajustements liés au taux de change	385	291	676
31 décembre 2018	37 845	79 029	116 874
Adoption d'IFRS 16 (note 5)	—	1 792	1 792
Entrées	1 245	4 351	5 596
Variation de l'obligation relative au démantèlement et à la remise en état	1 846	49	1 895
Sorties et montants décomptabilisés	(116)	(439)	(555)
Ajustements liés au taux de change	(224)	(214)	(438)
31 décembre 2019	40 596	84 568	125 164
Provision cumulée			
31 décembre 2017	(17 975)	(23 380)	(41 355)
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	(1 739)	(3 849)	(5 588)
Sorties et montants décomptabilisés	255	4 545	4 800
Ajustements liés au taux de change	(324)	(162)	(486)
31 décembre 2018	(19 783)	(22 846)	(42 629)
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	(2 871)	(7 764)	(10 635)
Sorties et montants décomptabilisés	116	349	465
Ajustements liés au taux de change	149	126	275
31 décembre 2019	(22 389)	(30 135)	(52 524)
Immobilisations corporelles, montant net			
31 décembre 2018	18 062	56 183	74 245
31 décembre 2019	18 207	54 433	72 640

(en millions de dollars)	31 décembre 2019			31 décembre 2018		
	Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette	Coût	Provision cumulée	Valeur comptable nette
Sables pétrolifères	85 246	(30 581)	54 665	80 295	(22 654)	57 641
Exploration et production	22 876	(15 298)	7 578	21 867	(14 075)	7 792
Raffinage et commercialisation	15 342	(5 768)	9 574	13 627	(5 092)	8 535
Siège social et éliminations	1 700	(877)	823	1 085	(808)	277
	125 164	(52 524)	72 640	116 874	(42 629)	74 245

Au 31 décembre 2019, le solde des actifs en construction qui ne sont pas amortis s'élevait à 5,6 G\$ (4,7 G\$ au 31 décembre 2018).

En raison de la volatilité des cours du pétrole brut sur le marché et des prévisions à la baisse des cours du pétrole brut lourd à long terme qui en découlent, la Société a effectué un test de dépréciation sur l'UGT de Fort Hills dans le secteur Sables pétrolifères. Du fait de la hausse des dépenses en immobilisations prévues pour l'UGT de White Rose, la Société a également effectué un test de dépréciation dans le secteur Exploration et production au 31 décembre 2019. Les tests de dépréciation ont été effectués au moyen des valeurs recouvrables établies selon la juste valeur diminuée des coûts de sortie. Une méthode des flux de trésorerie attendus a été utilisée suivant les hypothèses principales ci-après (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3 – note 26).

Sables pétrolifères

À la suite du test de dépréciation, la Société a comptabilisé une dépréciation de 2,80 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,91 G\$) au titre de sa quote-part du projet Fort Hills dans le secteur Sables pétrolifères au moyen des hypothèses propres à l'actif suivantes :

- des cours du Western Canadian Select (le « WCS ») prévus de 40,75 \$ US/b en 2020, de 45,60 \$ US/b en 2021, de 49,65 \$ US/b en 2022, de 51,55 \$ US/b en 2023 et de 52,90 \$ US/b en 2024, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2060, 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 allant de 96 000 à 106 000 b/j pour la durée de vie du projet;
- des charges d'exploitation décaissées moyennes allant de 22 \$/b à 24 \$/b pour la durée de vie du projet (en dollars réels), ce qui reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ajustés pour tenir compte des coûts non liés à la production, y compris la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les produits liés à l'énergie excédentaire produite;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 7,5 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT Fort Hills s'est établie à 7,7 G\$ au 31 décembre 2019, ce qui comprend les coûts de conformité liés aux émissions de carbone qui devraient passer de 30 \$ par tonne en 2020 à 50 \$ par tonne en 2022, puis augmenter selon le taux d'inflation par la suite, conformément à la réglementation des gouvernements provincial et fédéral. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours prévus du WCS et aux taux d'actualisation. Une diminution des cours de 5 % se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 1,2 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 900 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills.

Exploration et production

À la suite du test de dépréciation, la Société a comptabilisé une dépréciation de 393 M\$ (déduction faite de l'impôt de 128 M\$) au titre de sa quote-part du projet White Rose dans le secteur Exploration et production au moyen des hypothèses propres à l'actif suivantes :

- des cours du Brent prévus de 65 \$ US/b en 2020, suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 2036, 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 8 700 b/j pour la durée de vie du projet;
- une quote-part de la Société dans les dépenses en immobilisations futures de 1,4 G\$, ce qui tient compte du projet d'extension ouest de White Rose;
- un taux d'actualisation ajusté en fonction du risque de 9,0 % (après impôt).

La valeur recouvrable de l'UGT White Rose s'est établie à 360 M\$ au 31 décembre 2019, ce qui comprend les coûts de conformité liés aux émissions de carbone qui devraient passer de 30 \$ par tonne en 2020 à 50 \$ par tonne en 2022, puis augmenter selon le taux d'inflation par la suite, conformément à la réglementation des gouvernements provincial et fédéral. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours prévus du Brent et aux taux d'actualisation. Une diminution des cours de 5 % se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 85 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de White Rose. Une hausse de 1 % du taux d'actualisation se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 35 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de White Rose.

16. ACTIFS AU TITRE DE DROITS D'UTILISATION ET CONTRATS DE LOCATION

La Société détient des contrats de location visant des réservoirs de stockage, des pipelines, des wagons, des navires, des immeubles, des terrains et de l'équipement mobile utilisés à des fins de production, de stockage et de transport de pétrole brut et de produits connexes.

Actifs au titre de droits d'utilisation pris en compte dans les immobilisations corporelles :

(en millions de dollars)	31 décembre 2019
Immobilisations corporelles, montant net – compte non tenu des actifs au titre de droits d'utilisation	69 745
Actifs au titre de droits d'utilisation	2 895
	72 640

Le tableau qui suit présente les actifs au titre de droits d'utilisation par catégorie d'actifs :

(en millions de dollars)	Immobilisations corporelles
Coûts	
1 ^{er} janvier 2019	3 326
Entrées et ajustements	186
Écarts de change	(7)
31 décembre 2019	3 505
Provision cumulée	
1 ^{er} janvier 2019	(267)
Amortissement	(343)
31 décembre 2019	(610)
Actifs au titre de droits d'utilisation, montant net	
1 ^{er} janvier 2019 (note 5)	3 059
31 décembre 2019	2 895

Autres contrats de location liés aux éléments comptabilisés dans l'état consolidé du résultat global :

(en millions de dollars)	Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	
Charge relative aux contrats de location à court terme	236
Charge relative aux contrats de location variables	45

Aucun contrat de location ne comprenait de garantie de valeur résiduelle. Le total des sorties de trésorerie relatives aux contrats de location s'est établi à 464 M\$ pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

17. ACTIFS DE PROSPECTION ET D'ÉVALUATION

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Solde à l'ouverture de l'exercice	2 319	2 052
Acquisitions et ajouts (note 32)	193	316
Virements dans les actifs pétroliers et gaziers	—	(31)
Coûts des forages improductifs	(66)	(11)
Sorties	(16)	(16)
Amortissement	—	(1)
Ajustements liés au taux de change	(2)	10
Solde à la clôture de l'exercice	2 428	2 319

18. AUTRES ACTIFS

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Participations	289	237
Frais payés d'avance et autres	905	889
	1 194	1 126

Les frais payés d'avance et autres comprennent les créances non courantes relatives aux acomptes versés au titre des avis de nouvelle cotisation reçus de l'Agence du revenu du Canada (l'« ARC »), qui ne seront toutefois probablement pas réglées dans moins d'un an.

19. GOODWILL ET AUTRES IMMOBILISATIONS INCORPORELLES

(en millions de dollars)	Sables pétrolifères		Raffinage et commercialisation		Listes de clients	Total
	Goodwill	Goodwill	Marque			
31 décembre 2017	2 752	140	162	7		3 061
Entrées	—	—	—	4		4
Amortissement	—	—	—	(4)		(4)
31 décembre 2018	2 752	140	162	7		3 061
Amortissement	—	—	—	(3)		(3)
31 décembre 2019	2 752	140	162	4		3 058

La Société a soumis à un test de dépréciation le secteur Sables pétrolifères au 31 décembre 2019. Les valeurs recouvrables ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de sortie, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus des secteurs.

Les flux de trésorerie prévisionnels sont fondés sur l'expérience passée, les tendances historiques et les évaluations des réserves et des ressources de la Société effectuées par des tiers en vue d'établir les profils et volumes de production, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance. Les profils de production, les volumes

des réserves, les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations et dépenses de maintenance sont validés par rapport aux estimations approuvées dans le cadre du processus annuel d'évaluation des réserves de la Société et permettent d'établir la durée des flux de trésorerie sous-jacents utilisés aux fins du test par actualisation des flux de trésorerie. Les flux de trésorerie projetés tiennent compte des appréciations actuelles, par le marché, des principales hypothèses, notamment les prévisions à long terme concernant les prix des marchandises, les taux d'inflation, les taux de change et les taux d'actualisation propres à l'actif (données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 3).

Les estimations de flux de trésorerie futurs sont actualisées par application des taux d'actualisation ajustés en fonction du risque après impôt. Les taux d'actualisation sont calculés selon le coût du capital moyen pondéré d'un groupe de sociétés comparables, qui est considéré comme représentatif du taux de rendement qui serait exigé par les principaux intervenants du marché pour des actifs similaires. Le taux d'actualisation après impôt appliqué aux projections de flux de trésorerie était de 7,5 % (8 % en 2018). La Société a fondé ses projections de flux de trésorerie sur un prix du West Texas Intermediate de 60 \$ US le baril pour 2020, le prix augmentant à un rythme moyen de 2 % par année par la suite, ajusté pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité selon les UGT sous-jacentes. La période de projection des flux de trésorerie allait de 20 à 45 ans, selon la durée de vie des réserves des UGT respectives. Par suite de cette analyse, une dépréciation de 2,80 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,91 G\$) a été comptabilisée au titre de la participation de la Société dans l'UGT de Fort Hills (note 15). Toutefois, la direction n'a comptabilisé aucune dépréciation du goodwill de ses UGT du secteur Sables pétrolifères.

La Société a également soumis les UGT de son secteur Raffinage et commercialisation à un test de dépréciation du goodwill. Les valeurs recouvrables ont été établies d'après la juste valeur diminuée des coûts de sortie, calculée au moyen de la valeur actualisée des flux de trésorerie futurs attendus des UGT. La valeur actualisée s'appuie principalement sur les résultats passés ajustés en fonction de la conjoncture actuelle.

20. EMPRUNTS ET FACILITÉS DE CRÉDIT

Les emprunts et les facilités de crédit se composent des éléments suivants :

Dette à court terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Papier commercial ¹⁾	2 155	3 231

1) Le papier commercial est financé par une facilité de crédit renouvelable contractée auprès d'un consortium de prêteurs. La Société est autorisée à émettre du papier commercial d'une valeur maximale de 5,0 G\$ et dont l'échéance est d'au plus 365 jours. Au 31 décembre 2019, le taux d'intérêt moyen pondéré s'établissait à 2,05 % (2,88 % au 31 décembre 2018).

Dettes à long terme

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Emprunts à échéance fixe²⁾³⁾		
Billets à 7,75 %, échéant en 2019 (140 \$ US) ⁴⁾	—	191
Billets à moyen terme de série 5 à 3,10 %, échéant en 2021	749	749
Débetures à 9,25 %, échéant en 2021 (300 \$ US)	403	431
Billets à 9,40 %, échéant en 2021 (220 \$ US) ⁴⁾⁵⁾	292	315
Billets à 4,50 %, échéant en 2022 (182 \$ US) ⁴⁾	225	234
Billets à 3,60 %, échéant en 2024 (750 \$ US)	968	1 020
Billets à moyen terme de série 5 à 3,00 %, échéant en 2026	698	698
Débetures à 7,875 %, échéant en 2026 (275 \$ US)	372	393
Billets à 8,20 %, échéant en 2027 (59 \$ US) ⁴⁾	82	87
Débetures à 7,00 %, échéant en 2028 (250 \$ US)	329	346
Billets à moyen terme de série 6 à 3,10 %, échéant en 2029	750	—
Billets à 7,15 %, échéant en 2032 (500 \$ US)	647	681
Billets à 5,35 %, échéant en 2033 (300 \$ US)	361	379
Billets à 5,95 %, échéant en 2034 (500 \$ US)	646	680
Billets à 5,95 %, échéant en 2035 (600 \$ US)	747	786
Billets à moyen terme de série 4 à 5,39 %, échéant en 2037	599	599
Billets à 6,50 %, échéant en 2038 (1 150 \$ US)	1 487	1 565
Billets à 6,80 %, échéant en 2038 (900 \$ US)	1 186	1 249
Billets à 6,85 %, échéant en 2039 (750 \$ US)	969	1 021
Billets à 6,00 %, échéant en 2042 (152 \$ US) ⁴⁾	150	158
Billets à moyen terme de série 5 à 4,34 %, échéant en 2046	300	300
Billets à 4,00 %, échéant en 2047 (750 \$ US)	967	1 018
Total de la dette à long terme non garantie	12 927	12 900
Contrats de location financement ⁶⁾⁷⁾	—	1 260
Obligations locatives ⁸⁾ (note 5)	2 931	—
Frais de financement différés	(43)	(41)
	15 815	14 119
Tranche courante de la dette à long terme et obligations locatives		
Contrats de location financement ⁶⁾	—	(38)
Obligations locatives (note 5)	(310)	—
Dettes à long terme	—	(191)
	(310)	(229)
Total des obligations locatives à long terme	2 621	—
Total de la dette à long terme	12 884	13 890

2) La valeur de la dette inclut le solde non amorti des primes ou escomptes.

3) Certains titres sont rachetables au gré de la Société.

4) Dette prise en charge dans le cadre de l'acquisition de Canadian Oil Sands Limited (COS).

5) Après l'acquisition de COS, Moody's Investors Service a abaissé la notation de la dette de premier rang à long terme de COS, de Baa3 (perspective négative) à Ba3 (perspective stable), ce qui a fait passer le taux d'intérêt nominal du billet, de 7,9 % à 9,4 %.

6) La Société a adopté IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 et a choisi d'appliquer la méthode de transition rétrospective modifiée. Par conséquent, les chiffres des périodes antérieures n'ont pas été retraités. Il y a lieu de se reporter à la note 5 pour plus de précisions.

7) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 2,9 % à 16,5 % et les dates d'échéance, de 2027 à 2062.

8) Les taux d'intérêt s'échelonnent de 2,0 % à 14,2 % et les dates d'échéance, de 2020 à 2062.

En 2019, la Société a remboursé ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 140 M\$ US (valeur comptable de 188 M\$) à l'échéance, portant intérêt au taux de 7,75 %, pour un montant total de 145 M\$ US (195 M\$), ce qui comprend des intérêts courus de 5 M\$ US (7 M\$).

En 2019, la Société a émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis de série 6 de 750 M\$ qui viennent à échéance le 24 mai 2029. Ces billets à moyen terme de série 6 portent intérêt au taux de 3,10 % et leur prix a été fixé à 99,761 \$ par tranche de capital de 100 \$, pour un taux effectif de 3,128 %. Les intérêts sont payés chaque semestre.

En 2018, la Société a remboursé par anticipation une tranche de 83 M\$ US (valeur comptable de 109 M\$) de la dette d'une filiale qui avait été reprise dans le cadre de l'acquisition de COS, portant intérêt au taux de 7,75 % et dont l'échéance initiale était le 15 mai 2019, pour 88 M\$ US (116 M\$). Le remboursement anticipé comprenait des intérêts courus de 3 M\$ US (4 M\$), ce qui a donné lieu à une perte sur extinction de dette de 3 M\$ (2 M\$ après impôt).

Paiements prévus au titre du remboursement de la dette

Les remboursements de capital prévus au 31 décembre 2019 au titre des obligations locatives, de la dette à court terme et de la dette à long terme se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Remboursement
2020	2 457
2021	1 699
2022	451
2023	175
2024	1 139
Par la suite	12 132
	18 053

Facilités de crédit

Le tableau qui suit présente les facilités de crédit disponibles et inutilisées :

(en millions de dollars)	2019
Entièrement renouvelable et échéant en 2023	3 500
Entièrement renouvelable et échéant en 2022	3 241
Entièrement renouvelable et échéant en 2021	1 455
Résiliables en tout temps au gré des prêteurs	132
Total des facilités de crédit	8 328
Facilités de crédit soutenant le papier commercial	(2 155)
Facilités de crédit soutenant les lettres de garantie ¹⁾	(1 284)
Total des facilités de crédit inutilisées ²⁾	4 889

1) Afin de réduire ses coûts, la Société a soutenu certaines facilités de crédit au moyen d'une garantie en trésorerie s'élevant à 206 M\$ au 31 décembre 2019 (108 M\$ au 31 décembre 2018).

2) Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidité se sont élevées à 4,701 G\$ au 31 décembre 2019, alors qu'elles totalisaient 3,608 G\$ au 31 décembre 2018.

21. AUTRES PASSIFS À LONG TERME

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite (note 22)	1 577	1 420
Régimes de rémunération fondée sur des actions (note 25)	289	259
Passif au titre du partenariat ¹⁾	446	470
Produits différés	40	46
Prime à la signature des contrats d'exploration et de partage de la production (« CEPP ») en Libye ²⁾	79	83
Autres	68	68
	2 499	2 346

- 1) En 2019, la Société a versé des distributions de 62 M\$ aux partenaires (62 M\$ en 2018), dont 55 M\$ (56 M\$ en 2018) ont été attribués à la charge d'intérêts et 7 M\$ (6 M\$ en 2018), au principal.
- 2) Dans le cadre de l'acquisition de Petro-Canada en 2009, la Société a repris le solde de 500 M\$ US de l'obligation liée à une prime à la signature se rapportant à la ratification, par Petro-Canada, de six CEPP en Libye. La valeur comptable de la prime à la signature des CEPP en Libye s'établissait à 81 M\$ au 31 décembre 2019 (85 M\$ au 31 décembre 2018). La tranche échéant dans moins d'un an, soit 2 M\$ (2 M\$ au 31 décembre 2018), est comptabilisée dans les dettes fournisseurs et charges à payer.

22. PRESTATIONS DE RETRAITE ET AVANTAGES COMPLÉMENTAIRES DE RETRAITE

Aux termes des régimes de retraite à prestations définies de la Société, des prestations sont versées au moment du départ à la retraite en fonction des années de service et de la moyenne des derniers salaires, le cas échéant. La Société s'acquitte de ces obligations par la capitalisation des régimes de retraite agréés et par le versement de rentes au titre des régimes supplémentaires de retraite non agréés, lesquelles sont provisionnées au moyen de conventions de retraite ou simplement versées aux prestataires. Les cotisations de la Société aux régimes capitalisés sont déposées auprès de fiduciaires indépendants qui agissent à titre de dépositaires des actifs des régimes ainsi qu'en tant qu'agents payeurs des prestations aux prestataires. Les actifs des régimes sont gérés par un comité de retraite agissant au nom des prestataires. Le comité fait appel à des gestionnaires et à des experts indépendants.

Des études sur l'appariement de l'actif et du passif sont menées par un consultant tiers afin de définir la composition des actifs en quantifiant les caractéristiques de risque et de rendement de stratégies de composition de l'actif potentielles. L'étude tient compte des politiques en matière de placements et de cotisations, et porte notamment sur la composition des actifs et la sensibilité aux fluctuations des taux d'intérêt.

La capitalisation des régimes de retraite agréés est conforme aux règlements qui exigent qu'une évaluation actuarielle des caisses de retraite ait lieu au moins tous les trois ans au Canada et au Royaume-Uni, et tous les ans aux États-Unis et en Allemagne. Les évaluations les plus récentes pour les régimes canadiens et britanniques enregistrés sont datées 31 décembre 2019. À des fins comptables, la Société évalue les actifs des régimes et réévalue l'obligation au titre des prestations constituées au 31 décembre.

Les avantages complémentaires de retraite de la Société, qui ne sont pas capitalisés, offrent certaines protections pour soins de santé et couvertures d'assurance vie aux salariés à la retraite et aux personnes à charge admissibles qui leur survivent.

La Société comptabilise sa quote-part des régimes de retraite à prestations définies, des régimes de retraite à cotisations définies et des régimes d'avantages complémentaires de retraite de Syncrude.

La Société offre également un certain nombre de régimes à cotisations définies, y compris un régime d'épargne 401(k) aux États-Unis qui correspond à une cotisation annuelle de 5,0 % à 11,5 % des gains ouvrant droit à pension des employés participants.

Obligations au titre des prestations définies et situation de capitalisation

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
Variation de l'obligation au titre des prestations				
Obligation au titre des prestations à l'ouverture de l'exercice	6 730	6 717	557	597
Obligations prises en charge dans le cadre de l'acquisition (note 32)	—	185	—	8
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	220	235	13	13
Cotisations salariales	16	15	—	—
Prestations versées	(293)	(296)	(24)	(23)
Coût financier	255	236	22	21
Incidence des taux de change	(13)	14	(1)	1
Règlements	5	5	—	—
Réévaluation actuarielle :				
Gains actuariels découlant des passifs des régimes	(11)	(26)	(2)	(18)
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	—	(1)	—	—
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des variations des hypothèses financières	799	(354)	66	(42)
Obligation au titre des prestations à la clôture de l'exercice	7 708	6 730	631	557
Variation des actifs des régimes				
Juste valeur des actifs des régimes à l'ouverture de l'exercice	5 795	5 799	—	—
Actifs acquis dans le cadre de l'acquisition (note 32)	—	153	—	—
Cotisations patronales	157	182	—	—
Cotisations salariales	16	15	—	—
Prestations versées	(269)	(273)	—	—
Incidence des taux de change	(8)	14	—	—
Règlements	5	5	—	—
Frais d'administration	(2)	(2)	—	—
Revenu sur les actifs des régimes	218	201	—	—
Réévaluation actuarielle				
Rendement sur les actifs des régimes supérieur (inférieur) au taux d'actualisation	781	(299)	—	—
Juste valeur des actifs des régimes à la clôture de l'exercice	6 693	5 795	—	—
Obligation non capitalisée, montant net	1 015	935	631	557

Au 31 décembre 2019, 97 % du montant net total des obligations non capitalisées est lié à l'obligation au titre des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada (98 % au 31 décembre 2018). La durée moyenne pondérée de l'obligation au titre des prestations définies aux termes des régimes de prestations de retraite et d'avantages complémentaires de retraite au Canada est de 14,60 ans (14,75 ans en 2018).

Le montant net de l'obligation non capitalisée est comptabilisé aux postes « Dettes fournisseurs et charges à payer » et « Autres passifs à long terme » (note 21) aux états consolidés de la situation financière.

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
Analyse du montant passé en résultat net :				
Coûts des services rendus au cours de l'exercice	220	235	13	13
Coût financier	37	35	22	21
Charge au titre des régimes à prestations définies	257	270	35	34
Charge au titre des régimes à cotisations définies	82	77	—	—
Charge totale au titre des régimes de prestations passée en résultat net	339	347	35	34

Composantes du coût des prestations définies comptabilisées dans les autres éléments du résultat global :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	2019	2018	2019	2018
Rendement prévu des actifs des régimes (exception faite des montants inclus dans la charge d'intérêts nette)	(781)	299	—	—
Gains actuariels découlant des passifs des régimes	(11)	(26)	(2)	(18)
Pertes actuarielles (gains actuariels) découlant des variations des hypothèses financières	799	(354)	66	(42)
Gains actuariels découlant des variations des hypothèses démographiques	—	(1)	—	—
Pertes actuarielles comptabilisées (gains actuariels comptabilisés) dans les autres éléments du résultat global	7	(82)	64	(60)

Hypothèses actuarielles

Le coût des régimes de prestations définies et des avantages complémentaires de retraite est établi par des calculs actuariels selon la méthode des unités de crédit projetées, qui tient compte des années de service des salariés et de leur salaire actuel, ainsi que d'une projection des salaires et des années de service jusqu'à la retraite.

Les principales hypothèses actuarielles moyennes pondérées sont les suivantes :

(en pourcentage)	Prestations de retraite		Avantages complémentaires de retraite	
	31 décembre 2019	31 décembre 2018	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Taux d'actualisation	3,10	3,80	3,10	3,90
Taux de croissance de la rémunération	3,00	3,00	3,00	3,00

Le taux d'actualisation est fondé sur le taux d'intérêt des obligations de qualité supérieure dont les échéances sont semblables à celles des obligations au titre des prestations.

L'obligation au titre des prestations définies correspond à la meilleure estimation de la mortalité des participants au régime durant et après leur emploi. L'hypothèse relative à la mortalité repose sur une table de mortalité standard ajustée en fonction des données réelles des cinq dernières années.

Pour calculer le coût prévu des avantages complémentaires de retraite, il a été présumé pour 2019 que le coût pour les soins de santé augmenterait annuellement de 6,50 % par personne (6,50 % en 2018). À compter de 2020, ce taux de croissance diminuera de 0,5 % par an pour s'établir à 5,0 % d'ici 2022 et se maintenir à ce niveau par la suite.

Les hypothèses portant sur les taux d'actualisation et les tendances des coûts des soins de santé peuvent avoir une incidence marquée sur les montants présentés à l'égard des obligations de la Société au titre des prestations de retraite et des avantages complémentaires de retraite au Canada. Une variation de ces hypothèses aurait les effets suivants :

(en millions de dollars)	Prestations de retraite	
	Hausse	Baisse
Variation de 1 % du taux d'actualisation		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	(25)	31
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(988)	1 271

(en millions de dollars)	Avantages complémentaires de retraite	
	Hausse	Baisse
Variation de 1 % du taux d'actualisation		
Incidence sur les obligations au titre des prestations	(74)	91
Variation de 1 % des coûts des soins de santé		
Incidence sur le total des coûts des services et du coût financier	1	(1)
Incidence sur les obligations au titre des prestations	30	(26)

Actifs et objectifs de placement des régimes

L'objectif de placement à long terme de la Société est de garantir les prestations définies, tout en gérant la variabilité et le montant de ses cotisations. Le portefeuille est rééquilibré périodiquement, au besoin, en fonction de la répartition des actifs ciblée, comme le préconise l'énoncé des politiques et procédures de placement approuvé par le conseil d'administration. Les actifs des régimes se limitent à ceux qui sont permis par la loi, le cas échéant. Les placements sont effectués par l'intermédiaire de caisses en gestion commune, de fonds communs de placement, de caisses en gestion distincte ou de fonds négociés en bourse.

Aux 31 décembre, la répartition moyenne pondérée des actifs des régimes de retraite de la Société, en fonction des cours du marché, s'établissait comme suit :

(en pourcentage)	2019	2018
Titres de capitaux propres, composés de :		
– Actions canadiennes	12	13
– Actions américaines	19	17
– Actions étrangères	19	18
	50	48
Titres à revenu fixe, composés de :		
– Titres canadiens	41	43
Titres du secteur de l'immobilier, composés de :		
– Titres canadiens	9	9
Total	100	100

Les titres de capitaux propres ne comprennent aucun placement direct dans des actions de Suncor. La juste valeur des titres de capitaux propres et des titres à revenu fixe est établie en fonction du cours du fonds sous-jacent. La juste valeur des placements immobiliers est fondée sur des évaluations faites par des tiers indépendants.

Au cours de l'exercice, la Société a versé des cotisations en trésorerie de 157 M\$ (182 M\$ en 2018) dans ses régimes de retraite à prestations définies, dont une tranche de 2 M\$ (2 M\$ en 2018) a été affectée au compte de réserve de solvabilité en Alberta. La Société prévoit verser des cotisations en trésorerie de 176 M\$ dans ses régimes de retraite à prestations définies en 2020.

23. PROVISIONS

(en millions de dollars)	Démantèlement et remise en état ¹⁾	Redevances	Autres ²⁾	Total
31 décembre 2017	7 465	240	254	7 959
Passifs engagés	345	9	101	455
Modification du taux d'actualisation	(663)	—	—	(663)
Modification des estimations	114	(67)	(16)	31
Passifs réglés	(469)	(84)	(25)	(578)
Désactualisation	266	—	—	266
Acquisition d'actifs	133	—	—	133
Incidence des taux de change	48	—	—	48
31 décembre 2018	7 239	98	314	7 651
Moins la tranche courante	(538)	(98)	(31)	(667)
	6 701	—	283	6 984
31 décembre 2018	7 239	98	314	7 651
Incidence de l'adoption d'IFRS 16 (note 5)	—	—	(21)	(21)
1 ^{er} janvier 2019, montant ajusté	7 239	98	293	7 630
Passifs engagés	346	60	(4)	402
Modification du taux d'actualisation	1 344	—	—	1 344
Modification des estimations	193	(25)	1	169
Passifs réglés	(464)	—	(14)	(478)
Désactualisation	270	—	—	270
Cession d'actifs	(1)	—	—	(1)
Incidence des taux de change	(29)	—	—	(29)
31 décembre 2019	8 898	133	276	9 307
Moins la tranche courante	(475)	(133)	(23)	(631)
	8 423	—	253	8 676

1) Représente les provisions pour démantèlement et remise en état associées à la mise hors service d'immobilisations corporelles et d'actifs de prospection et d'évaluation. Les flux de trésorerie futurs non actualisés estimatifs requis pour régler les obligations au 31 décembre 2019 totalisaient environ 12,9 G\$ (13,0 G\$ au 31 décembre 2018). Un taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit moyen pondéré de 3,30 % a été utilisé pour actualiser la provision comptabilisée au 31 décembre 2019 (4,20 % au 31 décembre 2018). Le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité du crédit utilisé reflète la durée prévue des provisions. Les paiements en vue de régler les provisions pour démantèlement et remise en état sont effectués de façon continue et se poursuivront pendant la durée de vie des actifs d'exploitation, qui peut dépasser 50 ans.

2) Comprend les provisions pour poursuites et les provisions environnementales.

Analyse de sensibilité

L'incidence sur les passifs liés au démantèlement et à la remise en état d'éventuelles variations du taux d'actualisation se présente comme suit :

31 décembre	2019	2018
Augmentation de 1 %	(1 629)	(1 099)
Diminution de 1 %	2 365	1 521

24. CAPITAL-ACTIONS

Autorisé

Actions ordinaires

La Société est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions ordinaires sans valeur nominale.

Actions privilégiées

La Société est autorisée à émettre, en séries, un nombre illimité d'actions privilégiées de premier rang et de second rang sans valeur nominale.

Offre publique de rachat dans le cours normal des activités

Le 1^{er} mai 2018, la Société a annoncé son intention de poursuivre son programme d'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat de 2018 ») pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York (la « NYSE ») ou d'autres plateformes de négociation. Aux termes de l'offre publique de rachat de 2018, la Société était autorisée à racheter, aux fins d'annulation, 52 285 330 de ses actions ordinaires entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019. Le 14 novembre 2018, Suncor a annoncé une modification de l'offre publique de rachat de 2018, prenant effet le 19 novembre 2018, qui a permis à la Société d'augmenter le nombre total maximal d'actions ordinaires qu'il était permis de racheter aux fins d'annulation entre le 4 mai 2018 et le 3 mai 2019 à 81 695 830.

Le 1^{er} mai 2019, la Société a annoncé son intention de renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités actuelle (l'« offre publique de rachat de 2019 ») pour continuer, aux termes du programme de rachat annoncé précédemment, à racheter des actions par l'intermédiaire de la TSX, de la NYSE ou d'autres plateformes de négociation. Dans le cadre de l'offre publique de rachat de 2019, la Société peut racheter, aux fins d'annulation, jusqu'à 50 252 231 actions ordinaires entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020. Le 23 décembre 2019, Suncor a annoncé une modification de l'offre publique de rachat de 2019, prenant effet le 30 décembre 2019, permettant à la Société d'augmenter le nombre total maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020 à 78 549 178. Après la clôture de l'exercice, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un autre programme de rachat d'actions d'au plus 2,0 G\$ dès le 1^{er} mars 2020.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2019	2018
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)		
Actions rachetées	55 298	64 426
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	905	1 040
Résultats non distribués	1 369	2 013
Coût des rachats d'actions	2 274	3 053
Prix de rachat moyen par action (en dollars)	41,12	47,38

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

(en millions de dollars)	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Montants imputés aux postes suivants :		
Capital-actions	65	111
Résultats non distribués	103	152
Passif au titre des engagements d'achat d'actions	168	263

25. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

Charge de rémunération fondée sur des actions

Le poste « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » des états consolidés du résultat global reflète les montants suivants au titre de la rémunération fondée sur des actions :

(en millions de dollars)	2019	2018
Régimes dont les paiements sont réglés en actions	50	46
Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie	274	181
Total de la charge de rémunération fondée sur des actions	324	227

Passif comptabilisé au titre de la rémunération fondée sur des actions

Les postes « Dettes fournisseurs et charges à payer » et « Autres passifs à long terme » dans les états consolidés de la situation financière reflètent les justes valeurs suivantes des régimes de la Société dont les paiements sont réglés en trésorerie :

(en millions de dollars)	2019	2018
Passif courant	242	286
Passif à long terme (note 21)	289	259
Total du passif	531	545

Au 31 décembre 2019, la valeur intrinsèque des attributions pour lesquelles les droits étaient acquis s'établissait à 300 M\$ (328 M\$ au 31 décembre 2018).

Régimes d'options sur actions

Suncor attribue des options sur actions en guise de rémunération incitative et pour la rétention du personnel.

a) Régime d'options sur actions en vigueur

Les options sur actions octroyées par la Société à partir du 1^{er} août 2010 confèrent à leur porteur le droit d'acheter des actions ordinaires à un prix correspondant au cours des actions à la date d'attribution, sous réserve de la satisfaction des conditions d'acquisition. Ce régime remplace le régime d'options sur actions qui était en place avant la fusion des anciennes sociétés Petro-Canada et Suncor. Les options attribuées ont une durée de sept ans et sont comptabilisées comme des attributions dont le paiement est réglé en instruments de capitaux propres. Les droits qui se rattachent à ces options sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

La juste valeur moyenne pondérée des options attribuées au cours de la période et les hypothèses moyennes pondérées utilisées pour la calculer sont les suivantes :

	2019	2018
Dividende annuel par action (en dollars)	1,68	1,44
Taux d'intérêt sans risque	1,78 %	2,03 %
Durée prévue	5 ans	5 ans
Volatilité prévue	26 %	24 %
Juste valeur moyenne pondérée par option (en dollars)	6,61	6,73

La durée prévue est fondée sur les données historiques relatives à l'exercice des options et sur les prévisions actuelles. La volatilité prévue tient compte de la volatilité historique du prix des actions ordinaires de Suncor sur une période similaire à la durée des options et est représentative des tendances futures.

b) Régimes d'options sur actions abolis

Options sur actions à l'intention des dirigeants et des contributeurs clés

Les options attribuées aux termes de ces régimes ont généralement une échéance de 7 à 10 ans, et la période d'acquisition des droits est de trois ans. Ces régimes étaient en place avant le 1^{er} août 2009, au moment de la fusion entre Petro-Canada et

Suncor. Les options sont comptabilisées comme des attributions dont le paiement est réglé en instruments de capitaux propres.

L'activité liée aux régimes d'options sur actions de Suncor se présente comme suit :

	2019		2018	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
Options en cours à l'ouverture de l'exercice	28 935	38,25	31 110	36,96
Options attribuées	7 756	42,96	7 231	43,19
Options exercées contre des actions ordinaires	(2 688)	33,37	(7 927)	35,95
Options frappées d'extinction/échues	(121)	42,57	(1 479)	47,88
Options en cours à la clôture de l'exercice	33 882	39,70	28 935	38,25
Options pouvant être exercées à la clôture de l'exercice	21 535	37,86	15 374	36,10

Les options sont exercées régulièrement tout au long de l'exercice. Par conséquent, le cours moyen pondéré de l'action pour l'exercice, soit 40,82 \$ (46,99 \$ en 2018), est représentatif du cours moyen pondéré de l'action à la date d'exercice.

Les fourchettes de prix d'exercice et les durées contractuelles résiduelles moyennes pondérées des options en cours au 31 décembre 2019 sont présentées ci-après :

Prix d'exercice (\$)	Options en cours			Exercibles	
	Nombre (en milliers)	Durée contractuelle résiduelle moyenne pondérée (en années)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
30,21 à 34,99	5 614	3	30,36	5 614	30,36
35,00 à 39,99	6 851	2	37,74	6 782	37,74
40,00 à 44,99	21 235	5	42,70	9 078	42,50
45,00 à 49,99	54	6	48,00	18	48,04
50,00 à 54,27	128	6	52,40	43	52,40
Total	33 882	4	39,70	21 535	37,86

Le tableau ci-dessous présente le nombre d'actions ordinaires dont l'émission a été autorisée par le conseil d'administration et à l'égard desquelles des options peuvent être attribuées à l'avenir.

(en milliers)	2019	2018
	14 295	21 929

Régimes d'unités d'actions

Suncor attribue des options sur actions en guise de rémunération incitative et pour le maintien en poste des membres du personnel. Les régimes d'unités d'actions de la Société sont comptabilisés comme des régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie.

a) Unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR »)

Les unités d'actions fondées sur le rendement (« UAFR ») reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement en trésorerie (de 0 % à 200 % du cours de l'action de la Société au moment de l'acquisition des droits) en fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor (augmentation du cours de l'action et dividende) par rapport au rendement des actions d'un groupe de sociétés comparables. Les paiements de trésorerie au titre des droits attribués en 2019 et par la suite sont fonction du rendement total pour les actionnaires de Suncor et du rendement du capital investi annuel. Les UAFR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

b) Unités d'actions restreintes (« UAR »)

Les unités d'actions restreintes (« UAR ») reposent sur une période d'acquisition déterminée et permettent aux salariés de recevoir un paiement au comptant calculé selon une moyenne du cours de l'action de la Société jusqu'à l'acquisition des droits. Les UAR sont acquises environ trois ans après la date d'attribution.

c) Unités d'actions différées (« UAD »)

Les unités d'actions différées (« UAD ») peuvent être échangées contre un paiement en trésorerie ou des actions ordinaires au cours d'une période déterminée suivant la cessation de l'emploi ou le départ du conseil d'administration. Le régime d'UAD n'est offert qu'aux dirigeants et aux membres du conseil d'administration. Les membres du conseil d'administration reçoivent une attribution annuelle d'UAD à titre de rémunération et ils peuvent choisir de recevoir leurs jetons de présence sous forme d'un paiement en trésorerie ou d'en recevoir la moitié ou la totalité sous forme d'UAD. Les dirigeants peuvent choisir de recevoir leur prime de rendement annuelle sous forme d'un paiement en trésorerie ou d'en recevoir une tranche de 25 %, de 50 %, de 75 % ou de 100 % sous forme d'UAD.

L'activité liée aux régimes d'unités d'actions de Suncor se présente comme suit :

(en milliers)	UAFR	UAR	UAD
Unités en cours au 31 décembre 2017	2 267	16 072	1 302
Unités attribuées	1 553	4 796	192
Unités rachetées contre trésorerie	(1 623)	(5 962)	(189)
Unités frappées d'extinction/échues	—	(314)	—
Unités en cours au 31 décembre 2018	2 197	14 592	1 305
Unités attribuées	1 212	4 861	200
Unités rachetées contre trésorerie	(1 210)	(5 577)	(217)
Unités frappées d'extinction/échues	(6)	(274)	(1)
Unités en cours au 31 décembre 2019	2 193	13 602	1 287

Droits à la plus-value des actions (« DPV »)

Les droits à la plus-value des actions (« DPV ») permettent au porteur de recevoir un paiement en trésorerie correspondant à l'écart entre le prix d'exercice établi et le cours des actions ordinaires de la Société à la date d'exercice. Ils sont comptabilisés comme des attributions dont les paiements sont réglés en trésorerie.

Les DPV ont une durée de sept ans et sont acquis sur trois ans, à raison d'une portion par an.

L'activité liée aux régimes de DPV de Suncor se présente comme suit :

	2019		2018	
	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)	Nombre (en milliers)	Prix d'exercice moyen pondéré (\$)
DPV en cours à l'ouverture de l'exercice	363	38,60	387	36,38
DPV attribués	112	42,95	108	43,09
DPV exercés	(44)	34,53	(126)	35,65
DPV frappés d'extinction/échus	(46)	42,85	(6)	38,36
DPV en cours à la clôture de l'exercice	385	39,83	363	38,60
DPV pouvant être exercés à la clôture de l'exercice	223	37,62	170	36,57

26. INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES

Les instruments financiers de la Société sont composés de la trésorerie et de ses équivalents, des créances, des contrats dérivés, de la quasi-totalité des dettes fournisseurs et charges à payer, de la dette et d'une partie des autres actifs et des autres passifs à long terme.

Instruments financiers non dérivés

La juste valeur de la trésorerie et de ses équivalents, des créances, de la dette à court terme et des dettes fournisseurs et charges à payer se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments.

La dette à long terme et les passifs financiers à long terme de la Société sont comptabilisés au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2019, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon la méthode du coût amorti s'élevait à 12,9 G\$ (12,9 G\$ au 31 décembre 2018) et la juste valeur, à 16,1 G\$ (14,2 G\$ au 31 décembre 2018). L'augmentation de la juste valeur de la dette s'explique surtout par la baisse des taux d'intérêt au cours de l'exercice. La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché, qui sont considérés comme étant des données d'entrée de l'évaluation de la juste valeur de niveau 2.

Suncor a conclu un partenariat avec la Première Nation de Fort McKay (« FMFN ») et la Première Nation crie Mikisew (« MCFN ») en 2018, aux termes duquel FMFN et MCFN ont acquis une participation cumulée de 49 % dans le projet d'agrandissement du Parc de stockage Est. Le passif au titre du partenariat est comptabilisé au coût amorti selon la méthode des intérêts effectifs. Au 31 décembre 2019, la valeur comptable de ce passif s'établissait à 455 M\$ (477 M\$ au 31 décembre 2018).

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

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

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

(en millions de dollars)	2019	2018
Juste valeur des contrats en cours à l'ouverture de l'exercice	60	(105)
Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice	(254)	(90)
Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice (note 7)	155	255
Juste valeur des contrats en cours à la clôture de l'exercice	(39)	60

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

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

- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 décembre 2019, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

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

Le tableau ci-dessous présente les actifs et les passifs liés aux instruments financiers dérivés de la Société et les actifs disponibles à la vente évalués à la juste valeur aux 31 décembre 2019 et 2018, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation :

(en millions de dollars)	Niveau 1	Niveau 2	Niveau 3	Juste valeur totale
Créances	63	152	—	215
Dettes fournisseurs	(43)	(112)	—	(155)
Solde au 31 décembre 2018	20	40	—	60
Créances	33	61	—	94
Dettes fournisseurs	(66)	(67)	—	(133)
Solde au 31 décembre 2019	(33)	(6)	—	(39)

Au cours de l'exercice clos le 31 décembre 2019, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 des évaluations de la juste valeur.

Compensation des actifs financiers et des passifs financiers

La Société a conclu des accords lui permettant d'effectuer des compensations des instruments financiers dérivés et des créances (dettes fournisseurs), lesquels sont présentés au montant net à l'état de la situation financière. Le tableau ci-dessous présente ces actifs et passifs aux 31 décembre 2019 et 2018.

Actifs financiers

(en millions de dollars)	Actifs bruts	Compensation des passifs bruts	Montants nets présentés
Juste valeur des actifs dérivés	1 599	(1 384)	215
Créances	1 837	(882)	955
Solde au 31 décembre 2018	3 436	(2 266)	1 170
Juste valeur des actifs dérivés	1 737	(1 643)	94
Créances	2 860	(1 289)	1 571
Solde au 31 décembre 2019	4 597	(2 932)	1 665

Passifs financiers

(en millions de dollars)	Passifs bruts	Compensation des actifs bruts	Montants nets présentés
Juste valeur des passifs dérivés	(1 539)	1 384	(155)
Dettes fournisseurs	(1 798)	882	(916)
Solde au 31 décembre 2018	(3 337)	2 266	(1 071)
Juste valeur des passifs dérivés	(1 776)	1 643	(133)
Dettes fournisseurs	(2 532)	1 289	(1 243)
Solde au 31 décembre 2019	(4 308)	2 932	(1 376)

Gestion des risques

La Société est exposée à un certain nombre de risques liés aux instruments financiers. Ces facteurs de risque comprennent les risques de marché, y compris le risque lié au prix des marchandises, le risque de change et le risque de taux d'intérêt, ainsi que le risque de liquidité et le risque de crédit.

La Société applique des procédures de gouvernance formelles pour la gestion des risques financiers. Le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises est responsable de la surveillance de la gestion par la Société des risques liés à la négociation et des risques de crédit. Ces activités visent à gérer le risque lié aux prix indéterminés de certains volumes en transit ou en stockage, à améliorer l'exploitation de la Société et à accroître sa rentabilité grâce à la connaissance des tendances du marché, à la diversification du marché, à des économies d'échelle, à un meilleur accès au transport et à l'effet de levier des actifs, qu'ils soient physiques ou contractuels. Relevant du conseil d'administration de la Société, le comité de gestion du risque lié au prix des marchandises se réunit régulièrement pour examiner les expositions au risque, s'assurer du respect des politiques et valider les méthodes et les procédures de gestion du risque.

La nature des risques auxquels est exposée la Société et ses politiques de gestion de ces risques n'ont pas changé par rapport au 31 décembre 2018.

1) Risque de marché

Le risque de marché s'entend du risque ou de l'incertitude découlant des fluctuations des prix du marché et de leur incidence sur le rendement futur des activités. Les fluctuations des prix du marché qui pourraient affecter défavorablement la valeur des actifs et des passifs financiers de la Société, ainsi que ses flux de trésorerie futurs prévus, se rapportent au risque lié au prix des marchandises, au risque de change et au risque de taux d'intérêt.

a) Risque lié au prix des marchandises

La performance financière de Suncor est étroitement liée aux prix du pétrole brut (y compris les écarts de prix entre différents types de produits) et, dans une moindre mesure, aux prix du gaz naturel et des produits raffinés. La Société peut réduire son exposition au risque lié au prix des marchandises au moyen d'un certain nombre de stratégies, notamment la conclusion de contrats dérivés pour limiter l'exposition aux fluctuations du cours du pétrole brut pendant le transport.

Au 31 décembre 2019, une augmentation du prix du baril de pétrole brut de 10,00 \$ US le baril résulterait en une diminution du résultat avant impôt au titre des instruments financiers dérivés en cours de la Société d'environ 46 M\$ (39 M\$ en 2018).

b) Risque de change

La Société est exposée au risque de change en ce qui a trait aux produits des activités ordinaires, aux dépenses en immobilisations ou aux instruments financiers qui sont libellés dans une monnaie autre que le dollar canadien, monnaie fonctionnelle de la Société. Comme le prix du pétrole brut est établi en dollars américains, les fluctuations du taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien peuvent avoir un effet important sur les produits des activités ordinaires de la Société. L'exposition de la Société est contrebalancée en partie par l'émission de titres d'emprunt libellés en dollars américains. Au 31 décembre 2019, un raffermissement de 1 % du dollar canadien par rapport au dollar américain se serait traduit par une augmentation d'environ 146 M\$ du résultat avant impôt lié à la dette de la Société (167 M\$ en 2018).

c) Risque de taux d'intérêt

La Société est exposée au risque de taux d'intérêt, puisque les fluctuations des taux d'intérêt peuvent influencer sur les flux de trésorerie futurs et les justes valeurs des instruments financiers. L'exposition de la Société à ce risque est principalement liée au crédit renouvelable de papier commercial et aux émissions futures de titres d'emprunt.

Pour gérer le risque lié à la volatilité des taux d'intérêt auquel elle est exposée, la Société peut conclure périodiquement des swaps de taux d'intérêt afin de fixer le taux d'intérêt sur ses émissions futures de titres d'emprunt. Au 31 décembre 2019, la Société n'avait aucun swap différé en cours. Le taux d'intérêt moyen pondéré sur le total de la dette, y compris les obligations locatives, pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 était de 5,6 % (5,4 % en 2018).

Le résultat net de la Société est sensible à la fluctuation des taux d'intérêt de la tranche à intérêt variable de la dette, fluctuation compensée par les soldes en trésorerie. Dans la mesure où la charge d'intérêts n'est pas capitalisée, si les taux d'intérêt applicables aux instruments à taux variable avaient augmenté de 1 %, le résultat avant impôt de la Société aurait diminué d'environ 2 M\$ (environ 10 M\$ en 2018), en supposant que le montant de la dette et la proportion taux fixe/taux variable demeurent inchangés au 31 décembre 2019. La dette à taux variable représentait 12,0 % du total de l'encours de la dette au 31 décembre 2019 (18,6 % en 2018).

2) Risque de liquidité

Le risque de liquidité s'entend du risque que Suncor ne soit pas en mesure de respecter ses obligations financières à l'échéance. La Société réduit ce risque en prévoyant ses dépenses ainsi que ses flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation et en maintenant des liquidités suffisantes, des facilités de crédit et des prospectus préalables de base visant l'émission de titres d'emprunt afin de couvrir ses dépenses. Au 31 décembre 2019, la trésorerie et ses équivalents ainsi que le total des facilités de crédit de Suncor s'établissaient respectivement à 2,0 G\$ et à 8,3 G\$. Un montant de 4,9 G\$ était

disponible sur les facilités de crédit de 8,3 G\$ de Suncor au 31 décembre 2019. De plus, Suncor dispose d'une capacité inutilisée de 2,25 G\$ aux termes d'un prospectus préalable de base visant l'émission de titres d'emprunt au Canada et d'une capacité inutilisée de 3,0 G\$ US aux termes d'un prospectus préalable de base visant l'émission de titres d'emprunt aux États-Unis. La capacité de la Société à mobiliser des capitaux supplémentaires au moyen de ces prospectus préalables de base dépend des conditions de marché. La Société est d'avis que le financement disponible grâce à ces facilités de même que son accès aux marchés financiers suffisent pour répondre à ses besoins en capitaux futurs.

La trésorerie excédentaire est investie dans une gamme de titres du marché monétaire à court terme. La Société ne peut investir que dans des titres d'État ou de sociétés de qualité supérieure. La diversification de ces placements est gérée par le maintien de limites de crédit attribuées aux contreparties.

Le tableau suivant présente le calendrier des sorties de fonds se rapportant aux dettes fournisseurs et autres charges à payer et à la dette.

31 décembre 2018				
(en millions de dollars)	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Passifs dérivés bruts ²⁾	Dette ³⁾	
Moins d'un an	5 492	1 539	4 314	
De 1 an à 3 ans	42	—	3 362	
De 3 à 5 ans	42	—	1 827	
Plus de 5 ans	—	—	20 611	
	5 576	1 539	30 114	

31 décembre 2019				
(en millions de dollars)	Dettes fournisseurs et autres charges à payer ¹⁾	Passifs dérivés bruts ²⁾	Dette ³⁾	Obligations locatives ⁴⁾
Moins d'un an	6 422	1 568	2 877	470
De 1 an à 3 ans	39	208	2 991	796
De 3 à 5 ans	40	—	2 220	616
Plus de 5 ans	—	—	17 183	2 960
	6 501	1 776	25 271	4 842

1) Les dettes fournisseurs et autres charges à payer excluent des passifs dérivés nets de 133 M\$ (155 M\$ en 2018).

2) Les passifs dérivés bruts de 1 776 M\$ (1 539 M\$ en 2018) sont compensés par des actifs dérivés bruts de 1 643 M\$ (1 384 M\$ en 2018), pour un montant net de 133 M\$ (155 M\$ en 2018).

3) En 2018, la dette comprend la dette à court terme, la dette à long terme, les contrats de location-financement et les paiements d'intérêts sur la dette à taux fixe et le papier commercial. En 2019, la dette exclut les obligations locatives.

4) La Société a adopté l'IFRS 16 le 1^{er} janvier 2019 selon une application rétrospective modifiée. Par conséquent, les données des périodes précédentes n'ont pas été retraitées. Il y a lieu de se reporter à la note 5 pour plus de précisions.

3) Risque de crédit

Le risque de crédit s'entend de la possibilité qu'un client ou qu'une contrepartie ne réussisse pas à s'acquitter d'une obligation ou à payer des montants exigibles et fasse ainsi subir une perte financière à l'autre partie. La Société a adopté une politique de crédit qui vise à établir, à l'échelle de la Société, une norme de pratique pour mesurer et surveiller le risque de crédit. La politique indique la délégation de pouvoirs, les procédures de contrôle préalable exigées pour approuver un nouveau client ou une nouvelle contrepartie et le montant maximal d'exposition au risque de crédit par entité. Avant de commencer à faire des affaires avec un nouveau client ou une nouvelle contrepartie, la solvabilité de ce dernier est évaluée, et une notation ainsi qu'une limite de crédit maximale lui sont attribuées. Le processus d'évaluation présenté dans la politique de crédit tient compte de facteurs quantitatifs et qualitatifs. La Société surveille de façon continue le risque lié à un client ou à une contrepartie, ainsi que sa situation financière. Si un client ou une contrepartie est considéré comme étant devenu moins solide sur le plan financier, la Société s'efforcera de réduire le risque de crédit et d'abaisser la limite de crédit

attribuée. Des rapports sont produits de façon régulière pour surveiller le risque de crédit, et le comité de crédit se réunit tous les trimestres pour veiller au respect de la politique de crédit et passer les risques en revue.

Les créances de la Société se rapportent pour une bonne part à des clients du secteur pétrolier et gazier et sont assujetties au risque de crédit normal de l'industrie. Au 31 décembre 2019, la quasi-totalité des créances clients de la Société venait à échéance dans moins d'un an.

La Société peut subir des pertes si les contreparties aux instruments financiers dérivés ne sont pas en mesure de respecter les conditions des contrats. Le risque auquel est exposée la Société se limite aux contreparties qui doivent des montants à la Société au titre de contrats d'instruments dérivés à la date de clôture. Au 31 décembre 2019, le risque auquel était exposée la Société se chiffrait à 1 737 M\$ (1 599 M\$ au 31 décembre 2018).

27. POLITIQUES FINANCIÈRES SUR LA STRUCTURE DU CAPITAL

La principale stratégie de la Société concernant la gestion du capital consiste à maintenir une situation financière prudente qui contribue à un profil de notation de qualité supérieure. La Société a ainsi une grande souplesse financière et elle a accès aux capitaux dont elle a besoin pour atteindre ses objectifs de croissance.

La Société surveille principalement le capital au moyen des ratios suivants : le ratio de la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation¹⁾ et le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres.

Le ratio de la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale diminuée de la trésorerie et de ses équivalents, divisée par les fonds provenant de l'exploitation de l'exercice.

Le ratio de la dette totale par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres est égal à la somme de la dette à court terme et de la dette à long terme totale, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme totale et des capitaux propres. Ce ratio, qui constitue un engagement financier aux termes de diverses ententes bancaires et d'emprunt de la Société, ne peut excéder 65 %.

Les engagements financiers de la Société sont passés en revue régulièrement, et des contrôles sont en place pour en assurer la conformité. Pour les exercices clos les 31 décembre 2019 et 2018, la Société a respecté ses engagements financiers. Les mesures financières de la Société, présentées dans le tableau suivant, n'ont pas changé par rapport à celles de 2018. La Société estime que le fait de respecter les objectifs en matière de capital l'aide à accéder à des capitaux à un coût raisonnable grâce à une notation de qualité supérieure. La Société exerce ses activités dans un contexte commercial changeant, et les ratios peuvent périodiquement dépasser les cibles de la direction. Dans un tel contexte, la Société réduit ses dépenses en

immobilisations et cède des actifs non essentiels pour s'assurer que la dette nette se situe dans la fourchette ciblée par la direction.

(en millions de dollars)	Mesures ciblées pour le capital	31 décembre 2019	31 décembre 2018
Composantes des ratios			
Dettes à court terme		2 155	3 231
Tranche courante de la dette à long terme		—	229
Tranche courante des obligations locatives		310	—
Dettes à long terme		12 884	13 890
Obligations locatives à long terme		2 621	—
Dettes totales		17 970	17 350
Moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie		1 960	2 221
Dettes nettes		16 010	15 129
Capitaux propres		42 042	44 005
Total des capitaux permanents (dettes totales majorées des capitaux propres)		60 012	61 355
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾		10 818	10 172
Dettes nettes par rapport aux fonds provenant de l'exploitation	<3,0 fois	1,5	1,5
Dettes totales par rapport à la dette totale majorée des capitaux propres	20 %-35 %	30 %	28 %

1) Les fonds provenant de l'exploitation correspondent aux flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation, avant les variations du fonds de roulement hors trésorerie. Cette mesure est une mesure financière hors PCGR.

28. PARTENARIATS

Entreprises communes

Les entreprises communes importantes de la Société au 31 décembre sont les suivantes :

Entreprises communes importantes	Activité principale	Pays de constitution et établissement principal	Participation en pourcentage 2019	Participation en pourcentage 2018
<i>Sables pétrolifères</i>				
Exploitées par Suncor :				
Fort Hills Energy Limited Partnership	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	54,11	54,11
Meadow Creek	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	75,00	75,00
Non exploitées par Suncor :				
Syncrude	Mise en valeur des sables pétrolifères	Canada	58,74	58,74
<i>Exploration et production</i>				
Exploitées par Suncor :				
Terra Nova	Production de pétrole et de gaz	Canada	37,68	37,68
Non exploitées par Suncor :				
Buzzard	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	29,89	29,89
Coentreprise de mise en valeur de Fenja	Production de pétrole et de gaz	Norvège	17,50	17,50
Projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	26,69	26,69
Hibernia et unité d'extension sud d'Hibernia	Production de pétrole et de gaz	Canada	19,19-20,00	19,19-20,00
Hebron	Production de pétrole et de gaz	Canada	21,03	21,03
Harouge Oil Operations	Production de pétrole et de gaz	Libye	49,00	49,00
Projet Rosebank dans la mer du Nord	Production de pétrole et de gaz	Royaume-Uni	40,00	40,00
Oda	Production de pétrole et de gaz	Norvège	30,00	30,00
White Rose et les projets d'extension de White Rose	Production de pétrole et de gaz	Canada	26,13-27,50	26,13-27,50

Coentreprises et entreprises associées

La Société ne détient pas de participations dans des coentreprises ou des entreprises associées qui, prises individuellement, sont considérées comme importantes. Le tableau ci-dessous présente un sommaire de l'information financière globale des coentreprises et des entreprises associées, qui font toutes partie des secteurs Exploration et production et Raffinage et commercialisation de la Société :

(en millions de dollars)	Coentreprises		Entreprises associées	
	2019	2018	2019	2018
Résultat net	(7)	11	—	(19)
Autres éléments du résultat global	—	—	—	—
Résultat global	(7)	11	—	(19)
Valeur comptable au 31 décembre	68	75	76	110

29. FILIALES

Les filiales importantes, chacune entièrement détenue, directement ou indirectement, par la Société au 31 décembre 2019, sont les suivantes :

Filiales importantes	Activité principale
Activités canadiennes	
Suncor Energy Oil Sands Limited Partnership	Société de personnes qui détient la plupart des actifs liés aux activités d'exploitation de sables pétrolifères de la Société.
Suncor Energy Ventures Corporation	Filiale qui détient indirectement une participation de 36,74 % dans l'entreprise commune Syncrude.
Suncor Energy Ventures Partnership	Filiale qui détient une participation de 22 % dans l'entreprise commune Syncrude.
Produits Suncor Énergie, S.E.N.C.	Société de personnes qui détient la quasi-totalité des actifs canadiens de raffinage et de commercialisation de la Société.
Suncor Énergie Marketing Inc.	Filiale par l'entremise de laquelle se fait la commercialisation de la production des activités canadiennes en amont. Cette filiale administre aussi les activités de négociation de l'énergie et d'électricité de Suncor, commercialise certains produits de tiers, s'approvisionne en pétrole brut et en gaz naturel pour ses activités en aval et fournit et commercialise des liquides de gaz naturel et du gaz de pétrole liquéfié pour ses activités en aval.
Activités américaines	
Suncor Energy (U.S.A.) Marketing Inc.	Filiale qui fournit, commercialise et négocie le pétrole brut de tiers en plus de fournir la charge d'alimentation en pétrole brut pour les activités de raffinage de la Société.
Suncor Energy (U.S.A.) Inc.	Filiale qui détient des activités de raffinage et de commercialisation de la Société aux États-Unis.
Activités internationales	
Suncor Energy UK Limited	Filiale par l'entremise de laquelle la plupart des activités de la Société sont menées dans la mer du Nord.

Le tableau ne fait pas état des filiales entièrement détenues qui sont des sociétés de portefeuille immédiates des filiales en exploitation. Certains des établissements de la Société à l'étranger sont assujettis à des restrictions sur la vente ou la cession de permis de production, qui nécessitent l'approbation du gouvernement étranger concerné.

30. INFORMATION RELATIVE AUX PARTIES LIÉES

Transactions avec des parties liées

La Société conclut des transactions avec des parties liées dans le cours normal des activités, ce qui comprend les achats de charges d'approvisionnement, la distribution de produits raffinés et la vente de produits raffinés et de sous-produits. Il s'agit de transactions avec des coentreprises et des entités liées dans le cadre des activités du secteur Raffinage et commercialisation de la Société, notamment des sociétés de produits pétrochimiques, de produits raffinés et de pipelines. Un résumé des transactions importantes avec des parties liées aux 31 décembre 2019 et 2018 et pour les exercices clos à ces dates est présenté dans le tableau suivant :

(en millions de dollars)	2019	2018
Ventes ¹⁾	676	723
Achats	215	237
Créances	38	33
Dettes fournisseurs et charges à payer	19	15

1) Comprend les ventes de 269 M\$ à Parachem Chemicals Inc. (338 M\$ en 2018).

Rémunération des principaux dirigeants

La rémunération du conseil d'administration et des membres de la haute direction pour les exercices clos les 31 décembre se présente comme suit :

(en millions de dollars)	2019	2018
Salaires et autres avantages à court terme	14	15
Prestations de retraite et avantages complémentaires de retraite	3	5
Rémunération fondée sur des actions	47	32
	64	52

31. ENGAGEMENTS, ÉVENTUALITÉS ET GARANTIES

a) Engagements

Les paiements futurs aux termes des engagements de la Société, notamment les contrats de service conclus dans le cadre d'ententes de transport par pipeline et pour d'autres immobilisations corporelles, se présentent comme suit :

(en millions de dollars)	Montants à payer par période						Total
	2020	2021	2022	2023	2024	Par la suite	
Engagements							
Transport et stockage des produits	1 083	1 034	992	1 076	1 068	9 470	14 723
Services d'énergie	164	150	180	121	61	129	805
Engagements relatifs aux travaux de prospection	7	44	—	—	—	465	516
Autres	525	188	133	118	100	485	1 549
	1 779	1 416	1 305	1 315	1 229	10 549	17 593

De plus, la Société a conclu un engagement relatif à la capacité pipelinère d'une valeur de 5,9 G\$ et dont la durée est de 20 ans, laquelle est en attente d'approbation réglementaire.

En plus des engagements figurant dans le tableau ci-dessus, la Société a contracté, dans le cours normal de ses activités, des engagements à l'égard de biens, de services et de matières premières pouvant être résiliés moyennant un court préavis. Ces engagements comprennent des contrats d'achat de marchandises qui sont négociés aux prix du marché.

b) Éventualités

Passifs éventuels au titre de poursuites et d'ordre environnemental

La Société est défenderesse ou demanderesse dans un certain nombre de poursuites dans le cours normal des activités. Elle estime que toute obligation découlant de ces poursuites ne devrait pas avoir d'incidence significative sur sa situation financière consolidée.

La Société peut également faire face à des passifs environnementaux éventuels, au-delà des obligations liées au démantèlement et à la remise en état (abordées à la note 23). Ces passifs sont évalués individuellement et sont reflétés dans les états financiers consolidés de la Société s'ils sont significatifs et qu'il est plus probable qu'improbable qu'ils soient engagés. Ces passifs relèvent principalement de la réduction de la contamination des sites où la Société exerce ses activités. La Société estime que les passifs environnementaux éventuels non comptabilisés, le cas échéant, n'auraient pas d'incidence significative sur sa situation financière consolidée.

Les coûts attribuables à ces engagements et éventualités devraient être engagés sur une période prolongée et être financés par les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société. Bien qu'il soit actuellement impossible d'en établir l'incidence finale sur le résultat net, elle ne devrait pas être significative.

c) Garanties

Au 31 décembre 2019, la Société fournissait des garanties de prêt à certains concessionnaires des ventes au détail et à des marchands de gros. Le montant maximal pouvant être exigible de la part de Suncor aux termes de ces garanties de prêt est de 125 M\$.

La Société a également accepté d'indemniser les porteurs de tous les billets et débentures, de même que les prêteurs de crédit de la Société (note 20) contre les coûts additionnels liés aux retenues d'impôt à la source. Des modalités d'indemnisation similaires s'appliquent aussi à certains baux visant des installations ou du matériel. Il n'y a aucune limite au montant maximal pouvant être exigé en vertu de ces conventions d'indemnisation. La Société n'est pas en mesure de déterminer le montant maximal pouvant être exigible, car la réglementation et la législation gouvernementales sont susceptibles d'être modifiées sans préavis. Aux termes de ces conventions, la Société a l'option de racheter ou de résilier ces contrats si des coûts additionnels sont engagés.

La Société a également garanti sa participation directe dans une entreprise commune relativement à des accords de services de transport que celle-ci a conclus avec des tiers. Le montant garanti se limite à la participation de la société dans le partenariat. Au 31 décembre 2019, la probabilité que ces engagements de garantie aient une incidence sur la Société est faible.

32. ACQUISITION D'UNE PARTICIPATION SUPPLÉMENTAIRE DANS LE PROJET SYNCRUDE

Le 23 février 2018, Suncor a acquis une participation directe supplémentaire de 5 % dans le projet Syncrude auprès de Mocal Energy Limited pour 923 M\$ en trésorerie. La quote-part de Suncor dans le projet Syncrude a ainsi été portée à 58,74 %.

L'acquisition a été comptabilisée comme un regroupement d'entreprises selon la méthode de l'acquisition. La répartition du prix d'achat est fondée sur les meilleures estimations de la direction quant à la juste valeur des actifs et passifs de Syncrude au 23 février 2018.

(en millions de dollars)

Créances	2
Stocks	15
Immobilisations corporelles	998
Prospection et évaluation	163
Total des actifs acquis	1 178
Dettes fournisseurs et charges à payer	(51)
Avantages sociaux futurs	(33)
Provision pour démantèlement	(169)
Impôt sur le résultat différé	(2)
Total des passifs pris en charge	(255)
Actifs nets acquis	923

La juste valeur des créances et des dettes fournisseurs se rapproche de leur valeur comptable en raison de l'échéance à court terme de ces instruments. La juste valeur des stocks de matières et de fournitures se rapproche de leur valeur comptable en raison de leur taux de rotation à court terme. La juste valeur des immobilisations corporelles et de la provision pour démantèlement a été établie selon la méthode des flux de trésorerie futurs attendus. Les principales hypothèses utilisées aux fins des calculs sont les taux d'actualisation, les prix et les coûts des marchandises futurs, le calendrier des activités de mise en valeur, les projections concernant les réserves de pétrole, ainsi que l'estimation des coûts d'abandon et de remise en état de la mine et des installations.

La participation directe supplémentaire dans Syncrude a fait augmenter de 270 M\$ les produits bruts et fait diminuer de 7 M\$ le résultat net consolidé depuis la date d'acquisition jusqu'au 31 décembre 2018.

Si l'acquisition avait eu lieu le 1^{er} janvier 2018, la participation directe supplémentaire aurait fait augmenter d'un montant additionnel de 64 M\$ les produits bruts et d'un montant additionnel de 4 M\$ le résultat net consolidé, ce qui se serait traduit par des produits bruts de 39,66 G\$ et un résultat net consolidé de 3,30 G\$ pour la période de 12 mois close le 31 décembre 2018.

33. FORT HILLS

Au cours du premier trimestre de 2018, Suncor a acquis une participation supplémentaire de 1,05 % dans le projet Fort Hills pour une contrepartie de 145 M\$. La participation supplémentaire était le résultat de l'entente de règlement du litige commercial entre les coentrepreneurs du projet Fort Hills conclue en décembre 2017. Teck Resource Limited (« Teck ») a également acquis une participation supplémentaire de 0,42 % dans le projet. La quote-part de Suncor dans le projet a été portée à 54,11 % et celle de Teck, à 21,31 %, celle de Total E&P Canada Ltd. étant ramenée à 24,58 %.

34. AUTRES TRANSACTIONS

Au troisième trimestre de 2019, la Société a comptabilisé, dans le secteur Exploration et production, un profit sur la vente de 65 M\$ (48 M\$ après impôt) lié à la vente de ses actifs non essentiels en Australie.

Le 28 juin 2019, la Société a réalisé la vente de sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam ») et elle a comptabilisé un profit sur la vente équivalent au produit intégral de 151 M\$ (139 M\$ après impôt) dans le secteur Exploration et production. La participation dans Canbriam a été acquise au début de 2018 en échange de propriétés foncières minières de Suncor dans le nord-est de la Colombie-Britannique, y compris la production connexe, et une contrepartie de 52 M\$.

Au cours du premier trimestre de 2019, la Société a reçu un produit d'assurance de 363 M\$ lié aux actifs en Libye (264 M\$ après impôt). Le produit pourrait faire l'objet d'un remboursement provisoire qui pourrait dépendre de la performance et des flux de trésorerie futurs des actifs de la Société en Libye.

Le 29 septembre 2018, Suncor et les autres partenaires dans la participation directe au projet d'exploitation minière de sables pétrolifères Joslyn ont convenu de vendre la totalité (100 %) de leurs participations directes respectives à Canadian Natural Resources Limited pour un produit brut de 225 M\$, soit un montant net de 82,7 M\$ pour Suncor. Suncor détenait une participation directe de 36,75 % dans Joslyn avant la transaction. Les partenaires dans la participation ont reçu un produit en trésorerie de 100 M\$ (36,8 M\$ nets pour Suncor) à la clôture, le montant résiduel de 125 M\$ (45,9 M\$ nets pour Suncor) devant être reçu en versements égaux au cours des cinq prochaines années. Par conséquent, Suncor a comptabilisé une créance à long terme de 36,7 M\$ au poste « Autres actifs » et le premier versement de 9,2 M\$ au poste « Créances ». La transaction s'est traduite par un profit de 83 M\$ pour le secteur Sables pétrolifères.

Le 31 mai 2018, la Société a conclu la transaction déjà annoncée visant l'acquisition d'une participation de 17,5 % dans le projet de mise en valeur Fenja, en Norvège, auprès de Faroe Petroleum Norge AS, au coût d'acquisition de 55 M\$ US (environ 70 M\$) majoré de coûts de règlements intermédiaires de 22 M\$ et établi selon la méthode de l'acquisition. Ce projet a été approuvé par ses propriétaires en décembre 2017.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

	Trimestres clos les					Trimestres clos les				
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019	Total de l'exercice 2019	31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018	Total de l'exercice 2018
Sables pétroliers										
Production totale (kb/j)	657,2	692,2	670,0	662,3	670,4	571,7	547,6	651,7	740,8	628,6
Activités du secteur Sables pétroliers										
Production (kb/j)										
Produits valorisés (pétrole brut synthétique non sulfureux et sulfureux et diesel)	341,2	295,5	317,0	300,0	313,3	279,4	237,9	330,1	273,4	280,3
Bitume non valorisé	55,4	118,7	105,2	118,1	99,5	125,4	121,0	146,0	159,3	138,0
Production du secteur Sables pétroliers	396,6	414,2	422,2	418,1	412,8	404,8	358,9	476,1	432,7	418,3
Production de bitume (kb/j)										
Production minière	267,8	300,5	301,0	289,9	289,9	241,6	195,4	323,4	278,3	258,8
<i>In situ</i> – Firebag	189,4	168,4	194,6	195,6	187,0	205,8	201,9	211,0	197,2	204,0
<i>In situ</i> – MacKay River	35,2	36,3	23,1	22,3	29,2	35,1	34,4	37,1	37,0	36,0
Production de bitume totale	492,4	505,2	518,7	507,8	506,1	482,5	431,7	571,5	512,5	498,8
Ventes (kb/j)										
Brut léger peu sulfureux	113,7	118,3	116,1	106,2	113,5	84,2	59,6	129,5	110,2	96,1
Diesel	29,0	25,2	20,1	29,7	26,0	20,4	32,4	34,7	27,6	28,8
Brut léger sulfureux	182,4	165,0	184,6	155,4	171,8	178,2	159,0	162,8	150,7	162,6
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	325,1	308,5	320,8	291,3	311,3	282,8	251,0	327,0	288,5	287,5
Bitume non valorisé	53,2	115,1	110,2	126,3	101,4	118,2	113,7	131,4	172,0	134,0
Ventes	378,3	423,6	431,0	417,6	412,7	401,0	364,7	458,4	460,5	421,5
Charges d'exploitation décaissées – Moyenne^{1)B)} (\$/b)*										
Charges décaissées	27,15	26,80	25,65	26,00	26,35	25,05	27,45	21,05	22,80	23,85
Gaz naturel	2,80	1,00	0,95	2,55	1,85	1,80	1,20	0,95	1,70	1,40
	29,95	27,80	26,60	28,55	28,20	26,85	28,65	22,00	24,50	25,25
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement^{1)B)C)} (\$/b)										
Charges décaissées	27,80	25,55	24,70	26,00	26,00	26,50	32,15	20,35	23,65	25,20
Gaz naturel	1,00	0,30	0,20	1,00	0,60	0,65	0,30	0,15	0,35	0,35
	28,80	25,85	24,90	27,00	26,60	27,15	32,45	20,50	24,00	25,55
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement^{1)B)} (\$/b)										
Charges décaissées	6,10	7,15	6,90	6,40	6,60	6,55	6,10	6,20	5,75	6,15
Gaz naturel	3,80	1,60	1,55	3,55	2,65	3,00	1,80	1,85	2,55	2,30
	9,90	8,75	8,45	9,95	9,25	9,55	7,90	8,05	8,30	8,45
Fort Hills										
Production de bitume (kb/j)	78,4	89,3	85,5	87,9	85,3	29,8	70,9	69,4	98,5	67,4
Bitume valorisé à l'interne à partir de la mousse (kb/j)	—	—	—	—	—	(5,2)	—	—	—	(1,3)
Total de la production de bitume de Fort Hills	78,4	89,3	85,5	87,9	85,3	24,6	70,9	69,4	98,5	66,1
Ventes de bitume (kb/j)	78,7	82,0	91,6	91,8	86,1	8,1	64,0	61,6	94,6	57,3
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)*										
Charges décaissées	27,70	21,80	23,65	27,05	24,95	50,45	27,60	32,55	23,85	30,00
Gaz naturel	1,90	0,70	0,60	1,60	1,20	3,20	0,95	0,90	1,00	1,20
	29,60	22,50	24,25	28,65	26,15	53,65	28,55	33,45	24,85	31,20
Syncrude										
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	182,2	188,7	162,3	156,3	172,3	142,3	117,8	106,2	209,6	144,2
Production de bitume (kb/j)	210,6	228,5	194,4	188,5	205,4	173,3	142,7	130,9	240,7	172,0
Pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾	186,0	191,4	165,3	159,1	175,6	138,2	119,9	107,2	206,3	143,0
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{1)B)} (\$/b)*										
Charges décaissées	35,55	34,40	39,80	38,30	36,85	49,25	53,80	62,80	30,85	46,15
Gaz naturel	1,50	0,50	0,70	1,55	1,10	1,50	2,45	1,05	0,90	1,10
	37,05	34,90	40,50	39,85	37,95	50,75	56,25	63,85	31,75	47,25

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

C) Les charges d'exploitation décaissées de la production minière de bitume ont été retraitées.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{B)D)}	Trimestres clos les					Trimestres clos les				
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019	Total de l'exercice 2019	31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018	Total de l'exercice 2018
Bitume (\$/b)										
Prix moyen obtenu	48,37	54,03	48,64	43,36	48,43	33,55	47,08	42,03	7,96	30,22
Redevances	(1,37)	(2,96)	(1,98)	(1,23)	(1,94)	(0,90)	(3,27)	(3,20)	(0,06)	(1,70)
Frais de transport	(6,78)	(5,77)	(6,43)	(6,63)	(6,35)	(5,98)	(4,24)	(5,41)	(5,53)	(5,52)
Charges d'exploitation nettes	(8,56)	(8,86)	(8,07)	(9,10)	(8,68)	(8,75)	(7,37)	(7,01)	(7,61)	(7,68)
Revenus d'exploitation nets	31,66	36,44	32,16	26,40	31,46	17,92	32,20	26,41	(5,24)	15,32
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)										
Prix moyen obtenu	69,34	78,67	72,45	75,42	73,89	74,65	85,06	86,71	46,07	73,07
Redevances	(1,38)	(2,98)	(2,17)	(2,02)	(2,13)	(0,56)	(2,60)	(2,70)	(0,91)	(1,63)
Frais de transport	(4,44)	(3,70)	(4,34)	(4,49)	(4,24)	(4,14)	(5,06)	(3,76)	(3,63)	(4,10)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(23,87)	(26,94)	(22,64)	(25,77)	(24,77)	(25,33)	(27,52)	(20,49)	(23,72)	(24,04)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(5,11)	(6,39)	(5,10)	(5,77)	(5,54)	(6,05)	(8,13)	(5,03)	(6,49)	(6,32)
Revenus d'exploitation nets	34,54	38,66	38,20	37,37	37,21	38,57	41,75	54,73	11,32	36,98
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)										
Prix moyen obtenu	66,39	71,98	66,36	65,72	67,63	62,54	73,21	73,90	31,84	59,46
Redevances	(1,38)	(2,98)	(2,12)	(1,78)	(2,09)	(0,66)	(2,81)	(2,84)	(0,59)	(1,70)
Frais de transport	(4,77)	(4,26)	(4,87)	(5,14)	(4,76)	(4,68)	(4,80)	(4,23)	(4,34)	(4,55)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(26,11)	(26,68)	(22,71)	(24,74)	(25,00)	(24,71)	(26,83)	(20,21)	(21,78)	(23,15)
Revenus d'exploitation nets	34,13	38,06	36,66	34,06	35,78	32,49	38,77	46,62	5,13	30,06
Fort Hills (\$/b)										
Prix moyen obtenu	62,92	70,71	60,51	50,77	60,86	40,58	60,81	64,33	30,57	48,48
Redevances	(1,43)	(1,27)	(1,70)	(1,10)	(1,37)	(1,54)	(0,73)	(3,07)	(1,41)	(1,67)
Frais de transport	(12,97)	(13,61)	(12,01)	(9,36)	(11,90)	(8,10)	(8,95)	(10,90)	(10,31)	(10,01)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(25,17)	(24,43)	(22,75)	(25,19)	(24,35)	(106,07)	(22,73)	(30,69)	(28,79)	(30,32)
Revenus d'exploitation nets	23,35	31,40	24,05	15,12	23,24	(75,13)	28,40	19,67	(9,94)	6,48
Syncrude (\$/b)										
Prix moyen obtenu	68,36	79,74	74,67	72,81	73,98	77,33	86,73	89,50	48,07	70,68
Redevances	(8,09)	(12,59)	(9,17)	(4,49)	(8,75)	(1,57)	(2,41)	(2,49)	(1,53)	(1,90)
Frais de transport	(0,46)	(0,42)	(0,60)	(0,67)	(0,53)	(0,48)	(0,57)	(0,70)	(0,36)	(0,49)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(31,53)	(28,73)	(33,80)	(32,65)	(31,56)	(45,30)	(52,27)	(62,61)	(28,33)	(43,81)
Revenus d'exploitation nets	28,28	38,00	31,10	35,00	33,14	29,98	31,48	23,70	17,85	24,48

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

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

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les					Trimestres clos les				
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019	Total de l'exercice 2019	31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018	Total de l'exercice 2018
Exploration et production										
Volume des ventes total (kbep/j)	111,8	106,1	92,5	113,5	106,0	121,9	110,2	96,5	83,1	102,8
Production totale (kbep/j)	107,1	111,7	92,3	115,9	106,8	117,7	114,1	92,1	90,2	103,4
Volumes de production										
Exploration et production – Canada										
Côte Est du Canada										
Terra Nova (kb/j)	13,2	11,3	13,9	8,2	11,6	15,4	13,6	8,6	9,5	11,7
Hibernia (kb/j)	25,7	23,8	5,9	25,1	20,1	26,1	25,5	17,9	19,0	22,1
White Rose (kb/j)	1,1	3,2	6,2	8,1	4,7	8,8	6,0	8,0	3,7	6,6
Hebron (kb/j)	18,3	23,6	23,6	28,2	23,5	8,2	13,5	14,4	15,7	13,0
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	—	—	—	—	2,0	—	—	—	0,5
	58,3	61,9	49,6	69,6	59,9	60,5	58,6	48,9	47,9	53,9
Exploration et production – International										
Buzzard (kbep/j)	36,7	35,0	29,2	26,7	31,9	40,4	39,4	29,6	27,7	34,2
Golden Eagle (kbep/j)	10,2	8,2	8,7	9,1	9,0	14,3	12,6	12,0	10,7	12,4
Royaume-Uni (kbep/j)	46,9	43,2	37,9	35,8	40,9	54,7	52,0	41,6	38,4	46,6
Norvège – Oda (kbep/j)	0,2	4,0	2,7	7,8	3,7	—	—	—	—	—
Libye (kb/j) ³⁾	1,7	2,6	2,1	2,7	2,3	2,5	3,5	1,6	3,9	2,9
	48,8	49,8	42,7	46,3	46,9	57,2	55,5	43,2	42,3	49,5
Revenus nets^{B)D)}										
Côte Est du Canada (\$/b)										
Prix moyen obtenu	86,16	92,42	81,25	86,07	86,62	84,63	97,30	99,50	76,19	90,04
Redevances	(19,75)	(13,65)	(6,54)	(13,46)	(13,62)	(14,34)	(13,02)	(18,75)	(5,04)	(13,31)
Frais de transport	(1,56)	(1,94)	(1,86)	(1,71)	(1,76)	(1,84)	(2,24)	(2,28)	(2,71)	(2,22)
Charges d'exploitation	(15,63)	(10,96)	(16,49)	(11,28)	(13,45)	(9,70)	(11,21)	(16,06)	(23,71)	(14,43)
Revenus d'exploitation nets	49,22	65,87	56,36	59,62	57,79	58,75	70,83	62,41	44,73	60,08
Royaume-Uni (\$/bep)										
Prix moyen obtenu	85,40	90,13	77,15	82,92	84,17	83,22	93,88	94,28	85,31	89,10
Frais de transport	(2,22)	(2,24)	(1,97)	(2,23)	(2,17)	(2,14)	(2,20)	(2,22)	(2,14)	(2,18)
Charges d'exploitation	(5,09)	(7,08)	(5,29)	(8,57)	(6,43)	(5,36)	(5,39)	(6,04)	(8,94)	(6,27)
Revenus d'exploitation nets	78,09	80,81	69,89	72,12	75,57	75,72	86,29	86,02	74,23	80,65

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

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

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2019	Trimestres clos les				Total de l'exercice 2018
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019		31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018	
Raffinage et commercialisation										
Ventes de produits raffinés (kb/j)	542,8	508,1	572,0	534,6	539,4	512,9	500,0	565,5	530,6	527,4
Pétrole brut traité (kb/j)	444,9	399,1	463,7	447,5	438,9	453,5	344,1	457,2	467,9	430,8
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	96	86	100	97	95	98	74	99	101	93
Marge de raffinage ^{B)E)} (\$/b)	36,35	33,45	28,35	34,80	33,15	30,50	30,25	34,45	41,50	34,50
Charges d'exploitation de raffinage ^{B)} (\$/b)	5,60	5,90	4,90	5,05	5,35	4,90	6,25	5,00	5,45	5,35
Est de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	120,6	114,1	122,9	121,6	119,8	113,6	117,8	122,0	117,8	117,8
Distillats	103,1	98,2	107,4	102,8	102,9	81,8	93,4	96,7	100,2	95,8
Total des ventes de carburants de transport	223,7	212,3	230,3	224,4	222,7	195,4	211,2	218,7	218,0	213,6
Produits pétrochimiques	12,8	12,5	9,4	7,9	10,6	14,1	11,8	9,0	10,3	11,3
Asphalte	12,6	12,7	21,6	17,3	16,1	13,1	13,3	20,5	15,2	15,5
Autres	27,5	14,6	21,1	25,3	22,1	36,6	25,9	26,5	25,7	26,0
Total des ventes de produits raffinés	276,6	252,1	282,4	274,9	271,5	259,2	262,2	274,7	269,2	266,4
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	216,2	170,0	209,5	217,3	203,3	217,8	182,0	211,6	221,0	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	97	77	94	98	92	98	82	95	100	94
Ouest de l'Amérique du Nord										
Ventes de produits raffinés (kb/j)										
Carburants de transport										
Essence	126,1	121,2	133,9	125,8	126,8	120,1	124,2	139,0	127,8	127,8
Distillats	118,7	107,9	123,4	110,9	115,2	109,9	88,3	121,0	109,5	107,6
Total des ventes de carburants de transport	244,8	229,1	257,3	236,7	242,0	230,0	212,5	260,0	237,3	235,4
Asphalte	7,5	11,4	18,1	11,4	12,1	11,3	14,3	16,1	11,3	13,3
Autres	13,9	15,5	14,2	11,6	13,8	12,4	11,0	14,7	12,8	12,3
Total des ventes de produits raffinés	266,2	256,0	289,6	259,7	267,9	253,7	237,8	290,8	261,4	261,0
Approvisionnement en brut et raffinage										
Brut traité aux raffineries (kb/j)	228,7	229,1	254,2	230,2	235,6	235,7	162,1	245,6	246,9	222,7
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	95	95	106	96	98	98	68	102	103	93

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

E) Les marges de raffinage sont une mesure financière hors PCGR et elles ont été retraitées pour éliminer l'incidence de l'activité de gestion des risques.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES

(non audité)

(en millions de dollars)	2019	2018	2017	2016	2015
Produits des activités ordinaires et autres produits	38 989	38 986	32 079	26 759	29 479
Résultat net^{A)}					
Sables pétrolifères	(427)	945	994	(1 150)	(544)
Exploration et production	1 005	807	721	208	(753)
Raffinage et commercialisation	3 000	3 154	2 622	1 877	2 025
Siège social et éliminations	(679)	(1 613)	121	(490)	(2 723)
	2 899	3 293	4 458	445	(1 995)
Résultat d'exploitation^{A)B)}					
Sables pétrolifères	1 622	885	939	(1 110)	201
Exploration et production	1 141	897	735	28	12
Raffinage et commercialisation	2 912	3 154	2 128	1 877	1 993
Siège social et éliminations	(1 317)	(624)	(614)	(878)	(741)
	4 358	4 312	3 188	(83)	1 465
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)B)}					
Sables pétrolifères	6 061	4 964	4 734	2 645	3 123
Exploration et production	2 143	1 779	1 756	1 360	1 405
Raffinage et commercialisation	3 863	3 798	2 824	2 543	2 674
Siège social et éliminations	(1 249)	(369)	(175)	(560)	(396)
Total des fonds provenant de l'exploitation	10 818	10 172	9 139	5 988	6 806
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	(397)	408	(173)	(308)	78
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation	10 421	10 580	8 966	5 680	6 884
Dépenses en immobilisations et frais de prospection (y compris les intérêts incorporés à l'actif)					
Sables pétrolifères	3 522	3 546	5 059	4 724	4 181
Exploration et production	1 070	946	824	1 139	1 459
Raffinage et commercialisation	818	856	634	685	821
Siège social et éliminations	148	58	34	34	206
	5 558	5 406	6 551	6 582	6 667
Total de l'actif	89 435	89 579	89 494	88 702	77 527

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE FINANCIER DES CINQ DERNIERS EXERCICES (suite)

(non audité)

(en millions de dollars)	2019	2018	2017	2016	2015
Capital investi à la clôture					
Dette à court terme et dette à long terme, moins la trésorerie et les équivalents de trésorerie	16 010	15 129	12 907	14 414	11 254
Capitaux propres	42 042	44 005	45 383	44 630	39 039
	58 052	59 134	58 290	59 044	50 293
Moins les coûts incorporés à l'actif liés aux projets majeurs en cours	(2 452)	(1 412)	(12 901)	(10 147)	(7 195)
	55 600	57 722	45 389	48 897	43 098
Total des effectifs de Suncor (à la clôture de l'exercice)	12 889	12 480	12 381	12 837	13 190
Dollars par action ordinaire					
Résultat net	1,86	2,03	2,68	0,28	(1,38)
Résultat d'exploitation ^{B)}	2,80	2,65	1,92	(0,05)	1,01
Dividendes en trésorerie	1,68	1,44	1,28	1,16	1,14
Fonds provenant de l'exploitation ^{B)}	6,94	6,27	5,50	3,72	4,71
Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation – de base	6,69	6,54	5,40	3,53	4,76
Ratios					
Rendement du capital investi (%) ^{B)F)}	5,1	8,2	8,6	0,5	0,6
Rendement du capital investi (%) ^{B)G)}	4,9	8,0	6,7	0,4	0,5
Ratio de la dette par rapport à la dette majorée des capitaux propres (%) ^{H)}	30	28	26	28	28
Ratio de la dette nette par rapport aux fonds provenant de l'exploitation (nombre de fois) ^{B)I)}	1,5	1,5	1,4	2,4	1,7
Couverture des intérêts – fonds provenant de l'exploitation (nombre de fois) ^{B)J)}	13,4	14,1	11,2	6,5	9,3
Couverture des intérêts – résultat net (nombre de fois) ^{K)}	3,5	6,4	6,5	0,5	(1,8)

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

F) Résultat net ajusté en fonction de la charge d'intérêts après impôt et de la perte (du profit) de change après impôt sur la dette à long terme libellée en dollars américains pour la période de douze mois visée, divisé par la moyenne du capital investi. Le capital moyen investi représente la somme des capitaux propres et de la dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, moins les coûts incorporés à l'actif liés aux projets majeurs en cours, sur une base moyenne pondérée.

G) Capital moyen investi, y compris les coûts incorporés à l'actif au titre des projets majeurs en cours.

H) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, divisée par la somme de la dette à court terme, de la dette à long terme et des capitaux propres.

I) Dette à court terme, majorée de la dette à long terme, moins la trésorerie et ses équivalents, divisée par les fonds provenant de l'exploitation pour l'exercice visé.

J) Fonds provenant de l'exploitation, majorés de la charge d'impôt sur le résultat exigible et de la charge d'intérêts, divisés par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés à l'actif.

K) Résultat net, majoré de l'impôt sur le résultat et de la charge d'intérêts, divisé par la somme de la charge d'intérêts et des intérêts incorporés à l'actif.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

Sables pétroliers	2019	2018	2017	2016	2015
Production totale (kb/j)	670,4	628,6	563,7	504,9	463,4
Activités du secteur Sables pétroliers					
Production (kb/j)					
Produits valorisés (pétrole brut synthétique non sulfureux et sulfureux et diesel)	313,3	280,3	317,7	258,9	320,1
Bitume non valorisé	99,5	138,0	111,7	115,9	113,5
Production du secteur Sables pétroliers	412,8	418,3	429,4	374,8	433,6
Production de bitume (kb/j)					
Production minière	289,9	258,8	305,4	238,0	307,3
<i>In situ</i> – Firebag	187,0	204,0	181,5	180,8	186,9
<i>In situ</i> – MacKay River	29,2	36,0	31,1	27,6	30,7
Production de bitume totale	506,1	498,8	518,0	446,4	524,9
Ventes (kb/j)					
Brut léger peu sulfureux	113,5	96,1	107,9	87,3	107,0
Diesel	26,0	28,8	27,5	21,2	31,3
Brut léger sulfureux	171,8	162,6	183,6	153,4	182,5
Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel)	311,3	287,5	319,0	261,9	320,8
Bitume non valorisé	101,4	134,0	110,6	117,4	107,7
Ventes	412,7	421,5	429,6	379,3	428,5
Charges d'exploitation décaissées – Moyenne^{1)B)} (\$/b)					
Charges décaissées	26,35	23,85	21,95	24,35	25,65
Gaz naturel	1,85	1,40	1,85	2,15	2,20
	28,20	25,25	23,80	26,50	27,85
Charges d'exploitation décaissées – Production minière de bitume seulement^{1)B)C)} (\$/b)					
Charges décaissées	26,00	25,20	20,00	23,75	21,95
Gaz naturel	0,60	0,35	0,45	0,60	0,55
	26,60	25,55	20,45	24,35	22,50
Charges d'exploitation décaissées – Production de bitume <i>in situ</i> seulement^{1)B)} (\$/b)					
Charges décaissées	6,60	6,15	7,35	7,60	9,00
Gaz naturel	2,65	2,30	3,15	3,30	3,80
	9,25	8,45	10,50	10,90	12,80
Fort Hills					
Production de bitume (kb/j)	85,3	67,4	—	—	—
Bitume valorisé en interne à partir de la mousse (kb/j)	—	(1,3)	—	—	—
Total de la production de bitume de Fort Hills	85,3	66,1	—	—	—
Ventes de bitume (kb/j)	86,1	57,3	—	—	—
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills^{1)B)} (\$/b)*					
Charges décaissées	24,95	30,00	—	—	—
Gaz naturel	1,20	1,20	—	—	—
	26,15	31,20	—	—	—
Synchrude					
Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j)	172,3	144,2	134,3	130,1	29,8
Charges d'exploitation décaissées de Synchrude^{1)B)} (\$/b)*					
Charges décaissées	36,85	46,15	42,50	34,60	40,35
Gaz naturel	1,10	1,10	1,55	1,35	1,65
	37,95	47,25	44,05	35,95	42,00

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

C) Les charges d'exploitation décaissées par baril de la production minière de bitume ont été retraitées.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères^{B)D)}	2019	2018	2017	2016	2015
Bitume (\$/b)					
Prix moyen obtenu	48,43	30,22	38,32	23,86	31,20
Redevances	(1,94)	(1,70)	(0,71)	(0,23)	(0,41)
Frais de transport	(6,35)	(5,52)	(4,85)	(5,38)	(6,26)
Charges d'exploitation nettes	(8,68)	(7,68)	(9,59)	(11,25)	(11,76)
Revenus d'exploitation nets	31,46	15,32	23,17	7,00	12,77
Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b)					
Prix moyen obtenu	73,89	73,07	65,28	53,51	59,70
Redevances	(2,13)	(1,63)	(0,98)	0,50	(0,65)
Frais de transport	(4,24)	(4,10)	(3,81)	(3,76)	(3,36)
Charges d'exploitation nettes – bitume	(24,77)	(24,04)	(21,08)	(23,69)	(23,71)
Charges d'exploitation nettes – valorisation	(5,54)	(6,32)	(4,97)	(6,54)	(7,18)
Revenus d'exploitation nets	37,21	36,98	34,44	20,02	24,80
Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b)					
Prix moyen obtenu	67,63	59,46	58,34	44,33	52,53
Redevances	(2,09)	(1,70)	(0,91)	0,28	(0,59)
Frais de transport	(4,76)	(4,55)	(4,08)	(4,26)	(4,09)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(25,00)	(23,15)	(21,82)	(24,37)	(26,07)
Revenus d'exploitation nets	35,78	30,06	31,53	15,98	21,78
Fort Hills (\$/b)					
Prix moyen obtenu	60,86	48,48	—	—	—
Redevances	(1,37)	(1,67)	—	—	—
Frais de transport	(11,90)	(10,01)	—	—	—
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(24,35)	(30,32)	—	—	—
Revenus d'exploitation nets	23,24	6,48	—	—	—
Syncrude (\$/b)					
Prix moyen obtenu	73,98	70,68	66,59	56,91	60,28
Redevances	(8,75)	(1,90)	(4,32)	(1,90)	(1,89)
Frais de transport	(0,53)	(0,49)	(0,54)	(0,53)	(0,54)
Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation	(31,56)	(43,81)	(39,46)	(32,05)	(35,69)
Revenus d'exploitation nets	33,14	24,48	22,27	22,43	22,16

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

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

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Exploration et production	2019	2018	2017	2016	2015
Total des volumes de ventes (kbep/j)	106,0	102,8	120,8	119,3	110,6
Production totale (kbep/j)	106,8	103,4	121,6	117,9	114,4
Volumes de production					
Exploration et production – Canada					
Côte Est du Canada					
Terra Nova (kb/j)	11,6	11,7	11,5	12,4	13,5
Hibernia (kb/j)	20,1	22,1	28,5	26,8	18,1
White Rose (kb/j)	4,7	6,6	11,4	10,9	12,2
Hebron (kb/j)	23,5	13,0	0,4	—	—
Amérique du Nord (activités terrestres) (kbep/j)	—	0,5	1,9	2,8	3,2
	59,9	53,9	53,7	52,9	47,0
Exploration et production – International					
Production (kbep/j)					
Buzzard	31,9	34,2	43,8	46,0	49,8
Golden Eagle	9,0	12,4	19,6	18,6	14,8
Royaume-Uni	40,9	46,6	63,4	64,6	64,6
Norvège – Oda	3,7	—	—	—	—
Libye ³⁾	2,3	2,9	4,5	0,4	2,8
	46,9	49,5	67,9	65,0	67,4
Revenus nets^{B)D)}					
Côte Est du Canada (\$/b)					
Prix moyen obtenu	86,62	90,04	71,06	59,31	65,12
Redevances	(13,62)	(13,31)	(14,26)	(10,64)	(12,49)
Frais de transport	(1,76)	(2,22)	(1,90)	(1,91)	(2,18)
Charges d'exploitation	(13,45)	(14,43)	(11,24)	(12,67)	(14,15)
Revenus d'exploitation nets	57,79	60,08	43,66	34,09	36,30
Royaume-Uni (\$/bep)					
Prix moyen obtenu	84,17	89,10	67,25	53,91	63,85
Frais de transport	(2,17)	(2,18)	(1,81)	(1,84)	(2,41)
Charges d'exploitation	(6,43)	(6,27)	(4,62)	(5,62)	(6,29)
Revenus d'exploitation nets	75,57	80,65	60,82	46,45	55,15

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

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

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

SOMMAIRE SUR CINQ ANS DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation	2019	2018	2017	2016	2015
Ventes de produits raffinés (kb/j)	539,4	527,4	530,5	521,4	523,3
Pétrole brut traité (kb/j)	438,9	430,8	441,2	428,6	432,1
Utilisation totale de la capacité de raffinage (%)	95	93	96	93	94
Marge de raffinage (\$/b) ^{B) E)}	33,15	34,50	24,20	20,45	24,60
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{B)}	5,35	5,35	5,05	5,10	5,10
Est de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	119,8	117,8	117,5	115,2	118,9
Distillats	102,9	95,8	86,8	76,3	91,1
Total des ventes de carburants de transport	222,7	213,6	204,3	191,5	210,0
Produits pétrochimiques	10,6	11,3	12,2	9,2	10,8
Asphalte	16,1	15,5	16,8	16,7	13,1
Autres	22,1	26,0	33,4	35,9	28,9
Total des ventes de produits raffinés	271,5	266,4	266,7	253,3	262,8
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	203,3	208,1	206,4	203,1	208,1
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	92	94	93	92	94
Ouest de l'Amérique du Nord					
Ventes de produits raffinés (kb/j)					
Carburants de transport					
Essence	126,8	127,8	125,4	129,1	127,3
Distillats	115,2	107,6	112,5	109,8	106,9
Total des ventes de carburants de transport	242,0	235,4	237,9	238,9	234,2
Asphalte	12,1	13,3	12,3	11,8	11,9
Autres	13,8	12,3	13,6	17,4	14,4
Total des ventes de produits raffinés	267,9	261,0	263,8	268,1	260,5
Approvisionnement en brut et raffinage					
Brut traité aux raffineries (kb/j)	235,6	222,7	234,8	225,5	224,0
Utilisation de la capacité de raffinage (%)	98	93	98	94	93
Établissements de vente au détail	1 786	1 766	1 749	1 731	1 768

B) Mesures financières hors PCGR. Se reporter aux rubriques « Rapprochement des données sur l'exploitation » et « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

E) Les marges de raffinage sont une mesure financière hors PCGR et elles ont été retraitées pour éliminer l'incidence de l'activité de gestion des risques.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	657	2 087	2 744	646	1 063	(28)	4 425
Autres produits	—	7	7	7	65	19	98
Achats de pétrole brut et de produits	(142)	(63)	(205)	(203)	(46)	8	(446)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(11)	(10)	(21)	(22)	(35)		
Montant brut réalisé	504	2 021	2 525	428	1 047		
Redevances	(14)	(55)	(69)	(9)	(65)	—	(143)
Frais de transport	(77)	(151)	(228)	(83)	(14)	—	(325)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	31	31	4	5		
Frais de transport nets	(77)	(120)	(197)	(79)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(111)	(1 056)	(1 167)	(248)	(594)	24	(1 985)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	6	212	218	35	124		
Charges d'exploitation nettes	(105)	(844)	(949)	(213)	(470)		
Marge brute	308	1 002	1 310	127	503		
Volumes des ventes (kb)	11 620	26 791	38 411	8 447	14 383		
Revenus d'exploitation nets par baril	26,40	37,37	34,06	15,12	35,00		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	588	2 213	2 801	705	1 118	(23)	4 601
Autres produits	—	35	35	—	7	21	63
Achats de pétrole brut et de produits	(87)	(22)	(109)	(171)	(3)	(1)	(284)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(8)	(88)	(96)	(24)	(7)		
Montant brut réalisé	493	2 138	2 631	510	1 115		
Redevances	(20)	(64)	(84)	(14)	(137)	—	(235)
Frais de transport	(65)	(159)	(224)	(105)	(15)	—	(344)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	31	31	4	6		
Frais de transport nets	(65)	(128)	(193)	(101)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(116)	(1 060)	(1 176)	(224)	(629)	20	(2 009)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	34	242	276	32	125		
Charges d'exploitation nettes	(82)	(818)	(900)	(192)	(504)		
Marge brute	326	1 128	1 454	203	465		
Volumes des ventes (kb)	10 139	29 503	39 642	8 428	14 930		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,16	38,20	36,66	24,05	31,10		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	720	2 301	3 021	760	1 380	(21)	5 140
Autres (pertes) produits	—	—	—	(4)	18	(13)	1
Achats de pétrole brut et de produits	(144)	(41)	(185)	(208)	(11)	—	(404)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(10)	(52)	(62)	(21)	(18)		
Montant brut réalisé	566	2 208	2 774	527	1 369		
Redevances	(31)	(84)	(115)	(10)	(216)	—	(341)
Frais de transport	(60)	(143)	(203)	(105)	(18)	—	(326)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	38	38	4	11		
Frais de transport nets	(60)	(105)	(165)	(101)	(7)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(122)	(1 118)	(1 240)	(216)	(625)	21	(2 060)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	29	182	211	34	132		
Charges d'exploitation nettes	(93)	(936)	(1 029)	(182)	(493)		
Marge brute	382	1 083	1 465	234	653		
Volumes des ventes (kb)	10 474	28 078	38 552	7 458	17 169		
Revenus d'exploitation nets par baril	36,44	38,66	38,06	31,40	38,00		

Pour le trimestre clos le 31 mars 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	277	2 158	2 435	627	1 143	(24)	4 181
Autres produits (pertes)	—	24	24	(41)	(10)	37	10
Achats de pétrole brut et de produits	(58)	(36)	(94)	(155)	(22)	(2)	(273)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	12	(117)	(105)	15	10		
Montant brut réalisé	231	2 029	2 260	446	1 121		
Redevances	(7)	(40)	(47)	(10)	(133)	(8)	(198)
Frais de transport	(32)	(156)	(188)	(102)	(8)	—	(298)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	26	26	10	(1)		
Frais de transport nets	(32)	(130)	(162)	(92)	(9)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(58)	(1 083)	(1 141)	(233)	(619)	20	(1 973)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	17	236	253	55	103		
Charges d'exploitation nettes	(41)	(847)	(888)	(178)	(516)		
Marge brute	151	1 012	1 163	166	463		
Volumes des ventes (kb)	4 784	29 260	34 044	7 080	16 380		
Revenus d'exploitation nets par baril	31,66	34,54	34,13	23,35	28,28		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 31 décembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	405	1 326	1 731	508	940	(30)	3 149
Autres produits	—	76	76	111	93	18	298
Achats de pétrole brut et de produits	(267)	(16)	(283)	(218)	(14)	—	(515)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(12)	(164)	(176)	(136)	(93)		
Montant brut réalisé	126	1 222	1 348	265	926		
Redevances	(1)	(24)	(25)	(12)	(30)	—	(67)
Frais de transport	(88)	(116)	(204)	(106)	(9)	—	(319)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	20	20	16	2		
Frais de transport nets	(88)	(96)	(184)	(90)	(7)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(167)	(949)	(1 116)	(291)	(619)	28	(1 998)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	47	147	194	41	73		
Charges d'exploitation nettes	(120)	(802)	(922)	(250)	(546)		
Marge (perte) brute	(83)	300	217	(87)	343		
Volumes des ventes (kb)	15 825	26 545	42 370	8 706	19 286		
Revenus d'exploitation nets par baril	(5,24)	11,32	5,13	(9,94)	17,85		

Pour le trimestre clos le 30 septembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	729	2 696	3 425	532	884	(26)	4 815
Autres (pertes) produits	—	(8)	(8)	(2)	4	27	21
Achats de pétrole brut et de produits	(211)	(15)	(226)	(143)	(10)	1	(378)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(10)	(63)	(73)	(23)	(4)		
Montant brut réalisé	508	2 610	3 118	364	874		
Redevances	(39)	(81)	(120)	(17)	(24)	—	(161)
Frais de transport	(65)	(152)	(217)	(78)	(13)	—	(308)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	39	39	17	6		
Frais de transport nets	(65)	(113)	(178)	(61)	(7)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(119)	(915)	(1 034)	(214)	(635)	28	(1 855)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	35	145	180	40	24		
Charges d'exploitation nettes	(84)	(770)	(854)	(174)	(611)		
Marge brute	320	1 646	1 966	112	232		
Volumes des ventes (kb)	12 092	30 080	42 172	5 664	9 769		
Revenus d'exploitation nets par baril	26,41	54,73	46,62	19,67	23,70		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour le trimestre clos le 30 juin 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	703	2 020	2 723	558	938	(39)	4 180
Autres produits (pertes)	2	(11)	(9)	(10)	36	36	53
Achats de pétrole brut et de produits	(204)	(13)	(217)	(177)	(8)	2	(400)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(14)	(54)	(68)	(16)	(36)		
Montant brut réalisé	487	1 942	2 429	355	930		
Redevances	(34)	(60)	(94)	(4)	(26)	—	(124)
Frais de transport	(44)	(148)	(192)	(87)	(12)	—	(291)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	33	33	34	6		
Frais de transport nets	(44)	(115)	(159)	(53)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(113)	(981)	(1 094)	(184)	(608)	37	(1 849)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	37	166	203	51	48		
Charges d'exploitation nettes	(76)	(815)	(891)	(133)	(560)		
Marge brute	333	952	1 285	165	338		
Volumes des ventes (kb)	10 351	22 838	33 189	5 828	10 718		
Revenus d'exploitation nets par baril	32,20	41,75	38,77	28,40	31,48		

Pour le trimestre clos le 31 mars 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	572	1 960	2 532	77	1 003	(13)	3 599
Autres (perte) produits	(4)	—	(4)	(2)	3	18	15
Achats de pétrole brut et de produits	(211)	(35)	(246)	(17)	(16)	9	(270)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	—	(25)	(25)	(28)	—		
Montant brut réalisé	357	1 900	2 257	30	990		
Redevances	(10)	(14)	(24)	(2)	(20)	—	(46)
Frais de transport	(64)	(126)	(190)	(26)	(10)	—	(226)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	21	21	20	4		
Frais de transport nets	(64)	(105)	(169)	(6)	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(945)	(1 072)	(143)	(661)	1	(1 875)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	34	146	180	66	81		
Charges d'exploitation nettes	(93)	(799)	(892)	(77)	(580)		
Marge brute	190	982	1 172	(55)	384		
Volumes des ventes (kb)	10 635	25 453	36 088	729	12 810		
Revenus d'exploitation nets par baril	17,92	38,57	32,49	(75,13)	29,98		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 242	8 759	11 001	2 738	4 704	(96)	18 347
Autres produits (pertes)	—	66	66	(38)	80	64	172
Achats de pétrole brut et de produits	(431)	(162)	(593)	(737)	(82)	5	(1 407)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(17)	(267)	(284)	(52)	(50)		
Montant brut réalisé	1 794	8 396	10 190	1 911	4 652		
Redevances	(72)	(243)	(315)	(43)	(551)	(8)	(917)
Frais de transport	(234)	(609)	(843)	(395)	(55)	—	(1 293)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	126	126	22	21		
Frais de transport nets	(234)	(483)	(717)	(373)	(34)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(407)	(4 317)	(4 724)	(921)	(2 467)	85	(8 027)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	86	872	958	156	484		
Charges d'exploitation nettes	(321)	(3 445)	(3 766)	(765)	(1 983)		
Marge brute	1 167	4 225	5 392	730	2 084		
Volumes des ventes (kb)	37 017	113 632	150 649	31 413	62 862		
Revenus d'exploitation nets par baril	31,46	37,21	35,78	23,24	33,14		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2018	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 409	8 002	10 411	1 675	3 765	(108)	15 743
Autres (pertes) produits	(2)	57	55	97	136	99	387
Achats de pétrole brut et de produits	(893)	(79)	(972)	(555)	(48)	12	(1 563)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(36)	(306)	(342)	(203)	(133)		
Montant brut réalisé	1 478	7 674	9 152	1 014	3 720		
Redevances	(84)	(179)	(263)	(35)	(100)	—	(398)
Frais de transport	(261)	(542)	(803)	(297)	(44)	—	(1 144)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	113	113	87	18		
Frais de transport nets	(261)	(429)	(690)	(210)	(26)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(526)	(3 790)	(4 316)	(832)	(2 523)	94	(7 577)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	153	604	757	198	226		
Charges d'exploitation nettes	(373)	(3 186)	(3 559)	(634)	(2 297)		
Marge brute	760	3 880	4 640	135	1 297		
Volumes des ventes (kb)	48 903	104 916	153 819	20 927	52 583		
Revenus d'exploitation nets par baril	15,32	36,98	30,06	6,48	24,48		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2017	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	2 031	7 898	9 929	—	3 341	4	13 274
Autres produits (pertes)	9	(9)	—	—	82	(6)	76
Achats de pétrole brut et de produits	(458)	(99)	(557)	—	(61)	(5)	(623)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(36)	(187)	(223)	—	(98)		
Montant brut réalisé	1 546	7 603	9 149	—	3 264		
Redevances	(28)	(115)	(143)	—	(212)	—	(355)
Frais de transport	(202)	(563)	(765)	—	(62)	—	(827)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	7	120	127	—	35		
Frais de transport nets	(195)	(443)	(638)	—	(27)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(484)	(3 604)	(4 088)	—	(2 195)	21	(6 262)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	96	569	665	—	261		
Charges d'exploitation nettes	(388)	(3 035)	(3 423)	—	(1 934)		
Marge brute	935	4 010	4 945	—	1 091		
Volumes des ventes (kb)	40 365	116 451	156 816	—	49 022		
Revenus d'exploitation nets par baril	23,17	34,44	31,53	—	22,27		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)B)}

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

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2016	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 434	5 348	6 782	—	2 807	10	9 599
Autres produits	6	2	8	—	17	5	30
Achats de pétrole brut et de produits	(431)	(60)	(491)	—	(57)	—	(548)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	17	(162)	(145)	—	(57)		
Montant brut réalisé	1 026	5 128	6 154	—	2 710		
Redevances	(10)	48	38	—	(90)	—	(52)
Frais de transport	(231)	(452)	(683)	—	(50)	(10)	(743)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	92	92	—	25		
Frais de transport nets	(231)	(360)	(591)	—	(25)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(595)	(3 468)	(4 063)	—	(1 749)	30	(5 782)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	112	568	680	—	223		
Charges d'exploitation nettes	(483)	(2 900)	(3 383)	—	(1 526)		
Marge brute	302	1 916	2 218	—	1 069		
Volumes des ventes (kb)	42 973	95 852	138 825	—	47 614		
Revenus d'exploitation nets par baril	7,00	20,02	15,98	—	22,43		

Pour l'exercice clos le 31 décembre 2015	Bitume	Pétrole brut synthétique et diesel	Activités du secteur Sables pétrolifères	Fort Hills	Syncrude	Autres ⁴⁾	Secteur Sables pétrolifères
Produits d'exploitation	1 480	7 282	8 762	—	673	7	9 442
Autres produits	49	96	145	—	—	308	453
Achats de pétrole brut et de produits	(228)	(75)	(303)	—	(16)	11	(308)
Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾	(75)	(314)	(389)	—	5		
Montant brut réalisé	1 226	6 989	8 215	—	662		
Redevances	(16)	(77)	(93)	—	(21)	—	(114)
Frais de transport	(246)	(496)	(742)	—	(6)	(7)	(755)
Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾	—	103	103	—	—		
Frais de transport nets	(246)	(393)	(639)	—	(6)		
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(577)	(4 195)	(4 772)	—	(471)	17	(5 226)
Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾	115	580	695	—	77		
Charges d'exploitation nettes	(462)	(3 615)	(4 077)	—	(394)		
Marge brute	502	2 904	3 406	—	241		
Volumes des ventes (kb)	39 297	117 094	156 391	—	10 875		
Revenus d'exploitation nets par baril	12,77	24,80	21,78	—	22,16		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Charges d'exploitation de Syncrude^{B)}

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

	Trimestres clos les							
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019	31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	619	625	629	594	661	608	635	619
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(12)	(26)	(24)	(20)	(10)	(5)	(11)	(7)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	607	599	605	574	651	603	624	612
Volumes des ventes de Syncrude (kb)	16 380	17 169	14 930	14 383	12 810	10 718	9 769	19 286
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	37,05	34,90	40,50	39,85	50,75	56,25	63,85	31,75

	Exercices clos en				
	2019	2018	2017	2016	2015
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude	2 467	2 523	2 195	1 749	471
Coûts non liés à la production ⁸⁾	(82)	(33)	(37)	(31)	(14)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude	2 385	2 490	2 158	1 718	457
Volumes des ventes de Syncrude (kb)	62 862	52 583	49 022	47 614	10 876
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b)	37,95	47,25	44,05	35,95	42,00

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)B)}

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

	Trimestre clos le 31 décembre 2019				Trimestre clos le 31 décembre 2018			
	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	273	532	193	998	301	286	184	771
Redevances	—	(83)	(87)	(170)	—	(19)	(120)	(139)
Frais de transport	(7)	(10)	(4)	(21)	(8)	(10)	(1)	(19)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(78)	(24)	(134)	(39)	(101)	(15)	(155)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	8			8	12		
Montant brut réalisé	238	369			262	168		
Volumes des ventes (kbep)	3 289	6 176			3 531	3 758		
Revenus d'exploitation nets par baril	72,12	59,62			74,23	44,73		

	Trimestre clos le 30 septembre 2019				Trimestre clos le 30 septembre 2018			
	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	269	393	84	746	361	488	100	949
Redevances	—	(32)	(65)	(97)	—	(91)	(74)	(165)
Frais de transport	(7)	(9)	(3)	(19)	(8)	(12)	—	(20)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(22)	(93)	(14)	(129)	(27)	(90)	(10)	(127)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	13			3	11		
Montant brut réalisé	244	272			329	306		
Volumes des ventes (kbep)	3 488	4 832			3 827	4 905		
Revenus d'exploitation nets par baril	69,89	56,36			86,02	62,41		

	Trimestre clos le 30 juin 2019				Trimestre clos le 30 juin 2018			
	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	354	507	133	994	444	484	204	1 132
Redevances	—	(75)	(90)	(165)	—	(65)	(122)	(187)
Frais de transport	(9)	(11)	(1)	(21)	(10)	(11)	(1)	(22)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(32)	(69)	(13)	(114)	(30)	(69)	(15)	(114)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	5	9			4	13		
Montant brut réalisé	318	361			408	352		
Volumes des ventes (kbep)	3 923	5 489			4 728	4 973		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,81	65,87			86,29	70,83		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production ^{A)B)}

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

	Trimestre clos le 31 mars 2019				Trimestre clos le 31 mars 2018			
	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	360	491	86	937	409	478	130	1 017
Redevances	—	(112)	(61)	(173)	—	(82)	(79)	(161)
Frais de transport	(9)	(9)	(1)	(19)	(11)	(10)	(3)	(24)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(26)	(106)	(16)	(148)	(32)	(68)	(11)	(111)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	4	16			7	14		
Montant brut réalisé	329	280			373	332		
Volumes des ventes (kbep)	4 217	5 693			4 920	5 647		
Revenus d'exploitation nets par baril	78,09	49,22			75,72	58,75		

	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Exercice clos le 31 décembre 2019				
Produits d'exploitation	1 256	1 923	496	3 675
Redevances	—	(302)	(303)	(605)
Frais de transport	(32)	(39)	(9)	(80)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(112)	(346)	(67)	(525)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	17	46		
Montant brut réalisé	1 129	1 282		
Volumes des ventes (kbep)	14 917	22 190		
Revenus d'exploitation nets par baril	75,57	57,79		

	Royaume-Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Exercice clos le 31 décembre 2018				
Produits d'exploitation	1 515	1 736	618	3 869
Redevances	—	(257)	(395)	(652)
Frais de transport	(37)	(43)	(5)	(85)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(129)	(328)	(50)	(507)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	23	50		
Montant brut réalisé	1 372	1 158		
Volumes des ventes (kbep)	17 006	19 283		
Revenus d'exploitation nets par baril	80,65	60,08		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)B)}

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

Exercice clos le 31 décembre 2017	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 557	1 323	607	3 487
Redevances	—	(266)	(310)	(576)
Frais de transport	(42)	(35)	(9)	(86)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(127)	(248)	(52)	(427)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	20	39		
Montant brut réalisé	1 408	813		
Volumes des ventes (kbep)	23 157	18 623		
Revenus d'exploitation nets par baril	60,82	43,66		

Exercice clos le 31 décembre 2016	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 276	1 119	54	2 449
Redevances	—	(201)	(12)	(213)
Frais de transport	(44)	(36)	(11)	(91)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(151)	(278)	(59)	(488)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	18	39		
Montant brut réalisé	1 099	643		
Volumes des ventes (kbep)	23 653	18 849		
Revenus d'exploitation nets par baril	46,45	34,09		

Exercice clos le 31 décembre 2015	Royaume- Uni	Côte Est du Canada	Autres ⁹⁾	Secteur E&P
Produits d'exploitation	1 505	1 019	101	2 625
Redevances	—	(195)	(72)	(267)
Frais de transport	(57)	(34)	(20)	(111)
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	(175)	(258)	(75)	(508)
Coûts non liés à la production ¹⁰⁾	27	36		
Montant brut réalisé	1 300	568		
Volumes des ventes (kbep)	23 580	15 643		
Revenus d'exploitation nets par baril	55,15	36,30		

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation^{A)E)}

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

	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	Trimestres clos les				
				31 déc. 2019	31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Marge brute ¹¹⁾	2 140	1 647	1 653	1 568	1 785	1 639	1 987	1 711
Autres produits (pertes)	15	14	13	33	(17)	(15)	10	90
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(587)	(326)	(353)	(54)	(415)	(620)	(431)	115
Marge de raffinage ^{B)}	1 568	1 335	1 313	1 547	1 353	1 004	1 566	1 916
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	43 143	39 901	46 239	44 422	44 363	33 165	45 465	46 145
Marge de raffinage (\$/b)	36,35	33,45	28,35	34,80	30,50	30,25	34,45	41,50
Ajustement au titre de la méthode du dernier entré, premier sorti (« DEPS »)	(333)	7	(4)	7	(11)	(96)	—	444
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{B)}	1 235	1 342	1 309	1 554	1 342	908	1 566	2 360
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{B)}	28,65	33,65	28,30	34,95	30,25	27,40	34,45	51,15
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	536	530	531	576	492	494	519	538
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(294)	(295)	(305)	(352)	(274)	(288)	(292)	(288)
Charges d'exploitation nettes	242	235	226	224	218	206	227	250
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	43 143	39 901	46 239	44 422	44 363	33 165	45 465	46 145
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,60	5,90	4,90	5,05	4,90	6,25	5,00	5,45

	2019	Exercices clos en			
		2018	2017	2016	2015
Marge brute ¹¹⁾	7 008	7 122	5 744	5 552	6 021
Autres produits (pertes)	75	68	16	4	(173)
Marge non liée au raffinage ¹²⁾	(1 320)	(1 351)	(1 541)	(2 108)	(1 629)
Marge de raffinage ^{B)}	5 763	5 839	4 219	3 448	4 219
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	173 705	169 138	174 461	168 798	171 581
Marge de raffinage (\$/b)	33,15	34,50	24,20	20,45	24,60
Ajustement lié à la méthode DEPS	(323)	337	(96)	(63)	149
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS ^{B)}	5 440	6 176	4 123	3 385	4 368
Marge de raffinage ajustée selon la méthode DEPS (\$/b) ^{B)}	31,30	36,50	23,65	20,05	25,45
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	2 173	2 043	2 003	2 194	2 215
Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾	(1 246)	(1 142)	(1 121)	(1 334)	(1 334)
Charges d'exploitation de raffinage	927	901	882	860	881
Production des raffineries (kb) ¹³⁾	173 705	169 138	174 461	168 798	171 581
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,35	5,35	5,05	5,10	5,10

A) Les données des périodes antérieures ont été retraitées afin de refléter la modification à la présentation sectorielle de la Société des activités de négociation de l'énergie, ce qui n'a eu aucune incidence sur les résultats consolidés globaux. À compter de 2019, les résultats des activités liées à la négociation de l'énergie de la Société ont été inclus dans chacun des secteurs opérationnels auxquels les négociations se rapportent, alors qu'auparavant, ils étaient inclus dans le secteur Siège social, négociation de l'énergie et éliminations.

B) Se reporter à la rubrique « Information relative au sommaire des résultats d'exploitation – Mesures financières hors PCGR » du présent rapport annuel.

E) Les marges de raffinage sont une mesure financière hors PCGR et elles ont été retraitées pour éliminer l'incidence des activités de gestion des risques.

Se reporter aux pages suivantes pour les définitions et les notes explicatives.

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation (auparavant appelés « flux de trésorerie d'exploitation »), le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères (auparavant appelées « charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères »), les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités *in situ*, les charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières, la marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les revenus nets ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (« PCGR »). Suncor utilise ces informations pour analyser la performance d'entreprise, le niveau d'endettement et la liquidité, et elle inclut ces mesures financières, car les investisseurs peuvent également les trouver utiles. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Les informations supplémentaires ne doivent pas être considérées à part des mesures de rendement établies conformément aux PCGR ni comme un substitut à celles-ci.

Le résultat d'exploitation, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills pour chaque trimestre de 2019 et de 2018 sont définis à la rubrique « Mises en garde concernant les mesures financières hors PCGR » et font l'objet d'un rapprochement, avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables, aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » de chacun des rapports aux actionnaires trimestriels publiés par Suncor pour les trimestres indiqués, (les « rapports trimestriels »). Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation et le RCI pour chaque trimestre de 2019 et de 2018 sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » de chacun des rapports trimestriels. Le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le RCI et les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères pour les exercices clos les 31 décembre 2016 et 2015 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2017, et ceux des exercices clos les 31 décembre 2019, 2018 et 2017 sont définis et font l'objet de rapprochements dans le rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, qui figure dans le rapport annuel (le « rapport de gestion de 2019 »). La marge de raffinage, les charges d'exploitation de raffinage et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour chaque trimestre de 2019 et de 2018 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018, 2017, 2016 et 2015 sont définies dans le rapport de gestion de 2019 et font l'objet de rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. Les revenus nets pour chaque trimestre de 2019 et de 2018 ainsi que pour les exercices clos les 31 décembre 2019, 2018, 2017, 2016 et 2015 sont définis ci-dessous et font l'objet de rapprochements avec les mesures conformes aux PCGR les plus directement comparables, à la rubrique « Rapprochement des données sur l'exploitation » de la présente information supplémentaire sur les données financières et les données d'exploitation. Les autres mesures financières hors PCGR qui ne sont pas mentionnées dans le présent paragraphe sont définies et font l'objet d'un rapprochement dans le rapport de gestion de 2019.

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères

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

Revenus nets du secteur Exploration et production (E&P)

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

Définitions

- 1) Les charges d'exploitation décaissées comprennent les charges décaissées définies comme les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux (compte non tenu de la variation des stocks et des coûts non liés à la production) et elles sont présentées déduction faite des produits d'exploitation liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont présentées en fonction de la production et ajustées pour tenir compte de l'incidence des stocks, alors que les volumes de production de Syncrude correspondent au volume des ventes.
- 2) La capacité de Syncrude à valoriser le bitume pour produire du pétrole brut synthétique sulfureux intermédiaire s'établit à 350 000 b/j.
- 3) Pour 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue dans la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolifères et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises et les recouvrements connexes.
- 5) Reflète l'incidence des éléments qui ne sont pas directement attribués aux produits des activités ordinaires et proviennent de la vente de pétrole brut exclusive et non exclusive au point de vente.
- 6) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges ou crédits non directement liés au transport de produits bruts au point de vente. Le point de vente du bitume et du pétrole brut synthétique produits par le secteur Sables pétrolifères est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits ajustés qui sont exclus du poste des frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible inférieure aux engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et frais généraux qui ne sont pas directement liés à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que des produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 8) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement liés à la production de Syncrude.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Amérique du Nord (activités terrestres), en Norvège et en Libye, pour lesquels les revenus d'exploitation nets ne sont pas fournis.
- 10) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production.

- 11) Produits d'exploitation, moins les achats de pétrole brut et de produits.
- 12) Représente la marge brute associée aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol ainsi qu'aux activités liées aux lubrifiants antérieurement détenues.
- 13) La production des raffineries est issue du processus de raffinage, et diffère du pétrole brut traité en raison des ajustements volumétriques des charges d'alimentation en pétrole brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 14) Représente les frais généraux, frais de vente et frais d'exploitation associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation, aux lubrifiants (activités antérieurement détenues) et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

Note explicative

- * Les lecteurs sont avisés que 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 peuvent ne pas être totalement comparables aux calculs d'autres entités en raison de la diversité des activités parmi les producteurs et de leur choix respectif de méthodes comptables.

Abréviations

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

DONNÉES SUR LA NÉGOCIATION DES ACTIONS

(non audité)

Les actions ordinaires sont cotées à la Bourse de Toronto et à la Bourse de New York sous le symbole SU.

	Trimestres clos les				Trimestres clos les			
	31 mars 2019	30 juin 2019	30 sept. 2019	31 déc. 2019	31 mars 2018	30 juin 2018	30 sept. 2018	31 déc. 2018
Actions								
Nombre moyen d'actions en circulation, pondéré mensuellement (en milliers) ^{a)}	1 573 558	1 560 729	1 542 063	1 531 874	1 633 816	1 627 222	1 611 116	1 584 484
Cours (en dollars)								
Bourse de Toronto								
Haut	46,50	46,00	43,34	43,16	47,69	54,39	55,47	51,78
Bas	37,28	40,03	36,32	38,05	40,49	43,26	49,65	35,53
Clôture	43,31	40,85	41,79	42,56	44,49	53,50	49,98	38,13
Bourse de New York – \$ US								
Haut	34,87	34,25	32,74	32,97	38,39	41,82	42,55	40,08
Bas	27,35	29,92	27,28	28,92	31,33	33,47	37,73	25,81
Clôture	32,43	31,16	31,58	32,80	34,54	40,68	38,69	27,97
Actions négociées (en milliers)								
Bourse de Toronto	258 657	216 176	226 995	211 812	196 070	207 263	156 451	282 618
Bourse de New York	227 456	182 128	214 234	177 708	215 310	226 242	177 746	296 852
Données par action ordinaire (en dollars)								
Résultat net attribuable aux actionnaires ordinaires	0,93	1,74	0,67	(1,52)	0,48	0,60	1,12	(0,18)
Dividendes par action ordinaire	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36	0,36	0,36	0,36

a) La Société comptait approximativement 6 325 actionnaires ordinaires inscrits au 31 janvier 2020.

Information destinée aux porteurs d'actions à l'extérieur du Canada

Les dividendes en trésorerie versés aux actionnaires résidant dans des pays autres que le Canada (« actionnaires non résidents du Canada ») sont assujettis à la retenue d'impôt canadienne. Le taux réglementaire de la retenue d'impôt sur les dividendes au Canada est de 25 % et peut être réduit aux termes d'une convention fiscale entre le Canada et un autre pays. Par exemple, aux termes de la convention fiscale entre le Canada et les États-Unis, le taux de retenue est généralement réduit à 15 % sur les dividendes versés aux résidents des États-Unis admissibles aux termes de la convention fiscale. L'Agence du revenu du Canada a publié des formulaires pouvant être utilisés après 2012 et qui permettent aux actionnaires non résidents du Canada de prouver leur admissibilité à la retenue d'impôt réduite en vertu d'une convention fiscale. En règle générale, les agents chargés de la retenue d'impôt sur les dividendes devront recevoir le formulaire dûment rempli par l'actionnaire non résident du Canada inscrit à une date donnée de clôture de registres pour le versement de dividendes, pour appliquer le taux réduit applicable en vertu de la convention plutôt que le taux intégral de 25 %. Les actionnaires non résidents du Canada sont invités à communiquer avec leur courtier (ou autre agent concerné) pour obtenir de l'information en vue de remplir et d'envoyer les formulaires.

Il incombe aux actionnaires de s'assurer de se conformer aux lois fiscales canadiennes et aux règlements qui s'y rapportent. Nous recommandons fortement aux actionnaires de consulter des fiscalistes et des conseillers juridiques pour toutes questions d'ordre fiscal.

Équipe de direction

Mark Little

Président et chef de la direction

Eric Axford

Chef du développement durable

Alister Cowan

Chef des finances

Bruno Francoeur

Chef de la transformation

Paul Gardner

Chef des ressources humaines

Mike MacSween

Vice-président directeur, Amont

Steve Reynish

Vice-président directeur, Stratégie et services d'exploitation

Kris Smith

Vice-président directeur, Aval

Arlene Strom

Chef des services juridiques et avocate générale

Conseil d'administration

Michael Wilson

*Président du conseil
Bragg Creek (Alberta)*

Mark Little

*Président et chef de la direction
Suncor Énergie Inc.
Calgary (Alberta)*

Patricia Bedient¹⁾⁴⁾

*Présidente du Comité de vérification
Sammamish, Washington*

Mel Benson³⁾⁴⁾

Calgary (Alberta)

John Gass²⁾³⁾

*Président du Comité des ressources humaines et de la rémunération
Palm Coast (Floride)*

Dennis Houston³⁾⁴⁾

Spring, Texas

Brian MacDonald¹⁾²⁾

Naples, Floride

Maureen McCaw¹⁾⁴⁾

*Présidente du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable
Edmonton (Alberta)*

Lorraine Mitchelmore¹⁾

Calgary (Alberta)

Eira Thomas²⁾³⁾

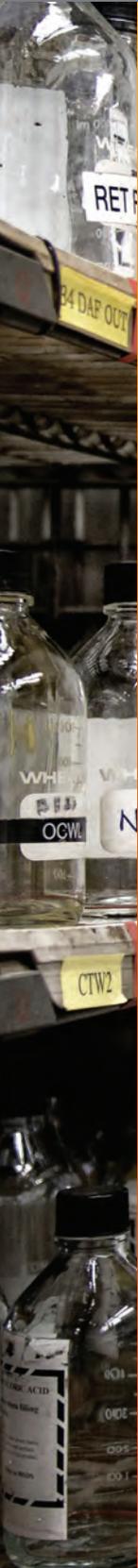
*Présidente du Comité de gouvernance
Chiswick (Royaume-Uni)*

1) Membre du Comité de vérification

2) Membre du Comité de gouvernance

3) Membre du Comité des ressources humaines et de la rémunération

4) Membre du Comité sur l'environnement, la santé, la prévention et le développement durable



Suncor Énergie Inc.

150, 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta) Canada T2P 3E3

Tél. : 403-296-8000

suncor.com