

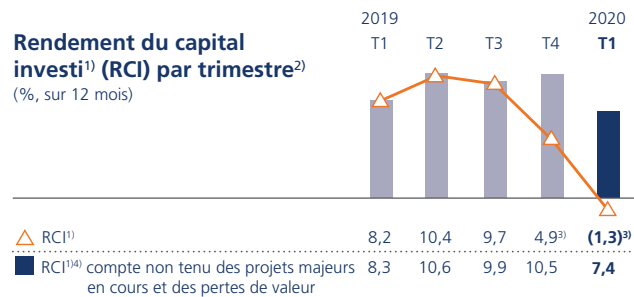
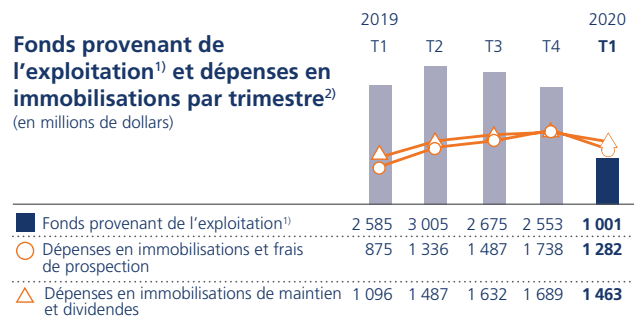
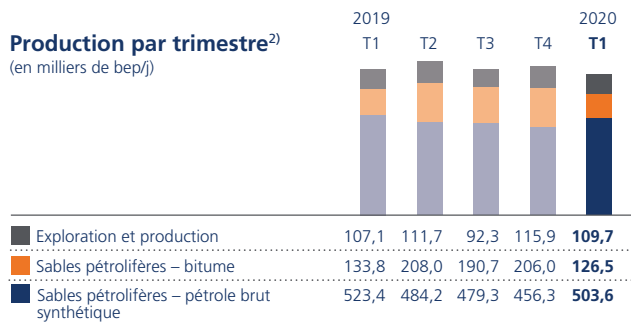
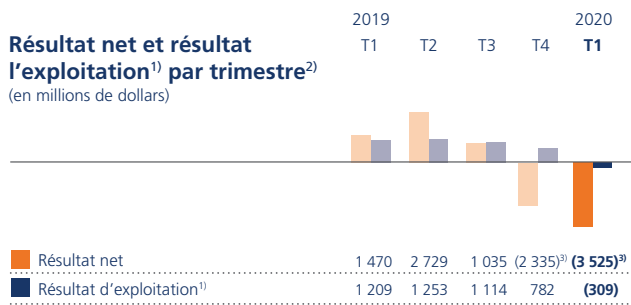
RAPPORT AUX ACTIONNAIRES POUR LE PREMIER TRIMESTRE DE 2020

Toute l'information financière est non audité et présentée en dollars canadiens, à moins d'indication contraire. Les volumes de production sont présentés selon la participation directe avant redevances, sauf pour la production de la Libye, qui est présentée selon un prix raisonnable. Certaines mesures financières du présent document ne sont pas prescrites par les principes comptables généralement reconnus (les « PCGR ») du Canada. Pour une description de ces mesures financières hors PCGR, voir la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion de Suncor Energy Inc. (« Suncor » ou la « Société ») daté du 5 mai 2020. Se reporter aussi à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion. Les informations concernant les activités du secteur Sables pétrolifères ne tiennent pas compte des participations de Suncor dans Fort Hills et Syncrude.

« La pandémie de COVID-19 a occasionné une baisse sans précédent de la demande de carburants de transport et une forte surproduction de pétrole brut, dont les cours ont conséquemment chuté, a déclaré Mark Little, président et chef de la direction. Notre modèle d'affaires intégré et la solidité de notre situation financière sont des atouts indéniables dans ce contexte, mais nous devons tout de même prendre des mesures énergiques pour maintenir la vigueur de la Société. La priorité de la Société pendant la pandémie est d'assurer le bien-être des employés, des sous-traitants, des clients et des collectivités en veillant à leur santé et à leur sécurité tout en protégeant sa santé financière et en gardant le cap sur son avenir. Nous avons bon espoir que, grâce à notre modèle d'affaires unique, à nos actions ciblées et à notre équipe dévouée, nous resterons forts et continuerons à produire des sources d'énergie fiables pendant encore des décennies. »

- Les résultats de la Société pour le premier trimestre de 2020 ont souffert de la faiblesse et de la volatilité marquées des cours des marchandises par rapport à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la pandémie de COVID-19 et du plan initial de l'alliance de l'OPEP+ d'accroître la production. Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,001 G\$ (0,66 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020, en raison de l'incidence d'une perte nette de 446 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») découlant d'une baisse de la valeur des charges d'alimentation des raffineries, contre 2,585 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, compte tenu des variations des éléments hors trésorerie du fonds de roulement, se sont chiffrés à 1,384 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020, comparativement à 1,548 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- La Société a inscrit une perte d'exploitation¹⁾ de 309 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,209 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent, les résultats du premier trimestre de 2020 reflétant l'incidence d'une perte nette de 446 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une baisse de la valeur des charges d'alimentation des raffineries. La Société a inscrit une perte nette de 3,525 G\$ (2,31 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020, contre un bénéfice net de 1,470 G\$ (0,93 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette inscrite pour le premier trimestre de 2020 tient compte de la comptabilisation de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie de 1,798 G\$ après impôt, d'une perte de change latente après impôt de 1,021 G\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures de 397 M\$ après impôt visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation.
- Pour s'adapter à l'évolution des conditions du marché, la Société met à profit la diversité de ses actifs intégrés en continuant à privilégier la valeur plutôt que le volume pour l'ensemble de son portefeuille. Elle a réussi à maximiser les prix obtenus en recentrant son assortiment de produits en amont sur le pétrole brut léger, plus coûteux, et son assortiment de produits raffinés sur le distillat à valeur plus élevée. Elle a notamment produit 503 600 barils par jour (b/j) de pétrole brut synthétique au premier trimestre de 2020. Il s'agit du meilleur volume de production de pétrole brut synthétique enregistré pour un troisième trimestre de toute l'histoire de la Société.
- Alors que son modèle physiquement intégré atténue naturellement une certaine volatilité des prix, la Société a également inscrit un gain de 225 M\$ après impôt au titre de la commercialisation et de la logistique.
- Au premier trimestre de 2020, la Société a amélioré sa situation de trésorerie en obtenant des facilités de crédit supplémentaires de 2,5 G\$ assorties d'un terme de 24 mois. Au 31 mars 2020, elle disposait d'environ 8,1 G\$ de liquidités. Après la clôture du premier trimestre de 2020, la Société a procédé à l'émission de 1,25 G\$ de billets à moyen terme de premier rang non garantis portant intérêt à un taux de 5,00 % et venant à échéance dans 10 ans et a obtenu des facilités de crédit supplémentaires de 300 M\$. Grâce à cette marge de manœuvre supplémentaire, elle dispose de ressources financières suffisantes en cas de besoin.
- Au premier trimestre de 2020, la Société a racheté pour 307 M\$ de ses actions ordinaires aux fins d'annulation. Vu le contexte commercial actuel et conformément à notre approche rigoureuse en matière de répartition du capital, les rachats d'actions ont été suspendus et la Société a choisi de ne pas renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat »). Après la clôture du trimestre, et dans l'objectif de maintenir la santé financière et la résilience de la Société, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une réduction du dividende trimestriel de la Société, lequel passe de 0,465 \$ par action ordinaire à 0,21 \$ par action ordinaire. Ce dividende sera payé le 25 juin 2020 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 4 juin 2020. Cette mesure, jumelée aux diminutions des dépenses en immobilisations de maintien et d'exploitation, a permis d'abaisser le prix au seuil de rentabilité au comptant pour couvrir les charges d'exploitation, les investissements de maintien et les dividendes à environ 35 \$ US/b pour le WTI.

1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 6 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.



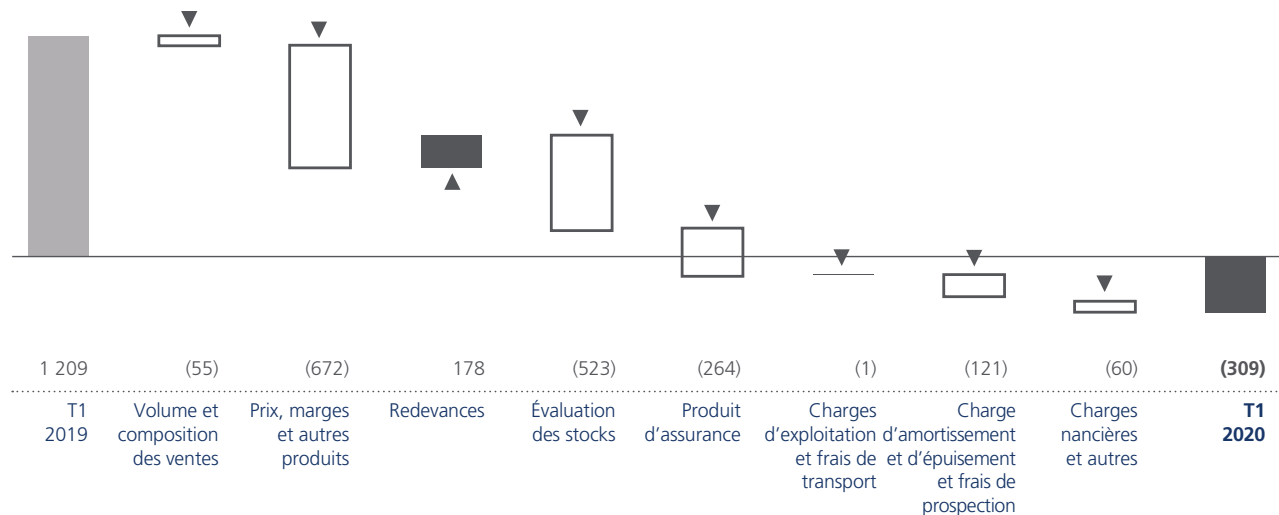
- 1) Les fonds provenant de l'exploitation, le résultat d'exploitation et le RCI sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la page 6 pour un rapprochement du résultat net et du résultat d'exploitation. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Comprend l'incidence des réductions obligatoires de la production imposée par le gouvernement d'Alberta pour toutes les périodes considérées et l'incidence de la chute des prix des marchandises par suite de la COVID-19 et des plans initiaux de l'OPEP+ d'accroître la production au premier trimestre de 2020.
- 3) Comprend les pertes de valeurs d'actifs de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019 et les pertes de valeur d'actifs de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020.
- 4) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours et des pertes de valeur, aurait été de 8,7 % au deuxième trimestre de 2019, de 8,0 % au troisième trimestre de 2019, de 8,6 % au quatrième trimestre de 2019 et de 5,4 % au premier trimestre de 2020 compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Résultats financiers

Résultat d'exploitation

Suncor a inscrit une perte d'exploitation de 309 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,209 G\$ (0,77 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2020, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement en raison de la chute des cours de référence et de la demande de marchandises à l'échelle mondiale dans la foulée de la pandémie de COVID-19 et du plan initial de l'alliance de l'OPEP+ visant à accroître la production. La faiblesse de la conjoncture économique a accentué cette perte d'exploitation en raison d'une perte nette liée à l'évaluation des stocks et à la perte liée à la méthode PEPS découlant d'une baisse de la valeur des charges d'alimentation des raffineries, partiellement contrebalancée par l'élimination de pertes intersectorielles sur les stocks. La perte d'exploitation au cours du trimestre considéré par rapport au bénéfice d'exploitation pour le trimestre de l'exercice précédent est également attribuable au fait qu'un produit d'assurance lié aux actifs de la Société en Libye avait été comptabilisé au premier trimestre de l'exercice précédent.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾ (en millions de dollars)



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

Résultat net

Suncor a inscrit une perte nette de 3,525 G\$ (2,31 \$ par action ordinaire) pour le premier trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 1,470 G\$ (0,93 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. En plus des facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette du premier trimestre de 2020 rend compte de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie de 1,798 G\$ après impôt, d'une perte de change latente après impôt de 1,021 G\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures de 397 M\$ après impôt visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 261 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

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

Les fonds provenant de l'exploitation, qui se sont établis à 1,001 G\$ (0,66 \$ par action ordinaire), au premier trimestre de 2020, en raison de l'incidence d'une perte nette de 446 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une baisse de la valeur des charges d'alimentation des raffineries, ainsi que des mêmes facteurs que ceux susmentionnés qui ont influé sur le résultat net, contre 2,585 G\$ (1,64 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019.

Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation se sont chiffrés à 1,384 G\$ (0,91 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2020, comparativement à 1,548 G\$ (0,98 \$ par action ordinaire) au premier trimestre de 2019. En plus des éléments susmentionnés qui ont eu une incidence sur le résultat d'exploitation, les flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie liée au fonds de roulement au cours du trimestre à l'étude, par rapport à une sortie de trésorerie au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'entrée de trésorerie prise en compte dans les soldes du fonds de roulement hors trésorerie de la Société s'explique principalement par une importante diminution des cours des marchandises vers la fin du trimestre, laquelle a donné lieu à une baisse des soldes des créances et des stocks, facteur en partie contrebalancé par une hausse des impôts payés. La sortie de trésorerie prise en compte dans les soldes du fonds de roulement hors trésorerie de la Société au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence de l'augmentation des cours des marchandises sur les créances et les stocks.

Résultats d'exploitation

La pandémie de COVID-19 est une situation en pleine évolution qui a des répercussions étendues sur notre main-d'œuvre, nos activités et notre marché. Suncor se fait un devoir de protéger la santé et la sécurité de ses employés et de ses clients tout en veillant à la sûreté et à la continuité de ses activités. Pour limiter le risque de transmission du virus, seul le personnel essentiel peut se rendre dans ses bureaux et ses établissements.

Les chocs simultanés sur le plan de l'offre et de la demande ont des effets sur le contexte commercial ce qui illustre bien l'importance de privilégier la valeur plutôt que le volume pour maximiser l'intégration de la production en amont et en aval de Suncor – de nos installations de valorisation et raffineries jusqu'à nos clients, en passant par notre réseau de vente au détail. Il importe également de maintenir la polyvalence de nos actifs pour répondre aux besoins changeants de nos clients.

Au premier trimestre de 2020, cette approche a permis de maximiser les marges et les flux de trésorerie par baril de la Société en dépit d'une production plus faible et de coûts unitaires plus élevés.

« Dans la conjoncture actuelle où les stocks mondiaux de pétrole s'accumulent, nous comptons maximiser la valeur de nos actifs existants en tirant parti de notre marge de manœuvre opérationnelle, affirme Mark Little. Face aux perturbations du marché, nous avons revu l'assortiment de produits que nous commercialisons dans le cadre de nos activités en amont et en aval. Du réservoir à la station-service, nous nous ingénions à optimiser les marges à chaque maillon de la chaîne de valeur. Nous continuerons à tabler sur la création de valeur à long terme tout en répondant aux besoins en énergie de nos clients grâce à notre capacité à améliorer, à raffiner et à commercialiser nos produits par l'intermédiaire de notre réseau de vente au détail et en gros. »

La production en amont de Suncor a totalisé 739 800 barils d'équivalent pétrole par jour (« bep/j ») pour le premier trimestre de 2020, contre 764 300 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au premier trimestre de 2020, la Société a réduit au minimum son exposition au bitume moins coûteux et maximisé la production de bitume destiné à la valorisation afin d'en tirer des barils de pétrole brut synthétique plus rentables. La production de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 503 600 b/j et le taux d'utilisation des installations de valorisation, à 93 %, au premier trimestre de 2020, comparativement à une production de pétrole brut synthétique de 523 400 b/j et à un taux d'utilisation des installations de valorisation de 95 % pour la période correspondante de l'exercice précédent, ce qui fait état de l'excellent rendement enregistré pour ces deux périodes. La grande fiabilité des installations au premier trimestre de 2020 a permis à la Société de connaître son troisième meilleur trimestre à ce jour au chapitre de la production de pétrole brut synthétique, et ce, en dépit des réductions obligatoires de la production imposées par la province de l'Alberta. La production de bitume non valorisé s'est amenuisée pour passer de 133 800 b/j au premier trimestre de 2019 à 126 500 b/j au premier trimestre de 2020, principalement en raison de la mise hors service de MacKay River à des fins de remise en état. Cette diminution a été partiellement compensée par la croissance des volumes à Fort Hills, les deux périodes ayant subi l'incidence des réductions obligatoires de la production. La production du secteur Exploration et production (« E&P ») a augmenté pour atteindre 109 700 bep/j au premier trimestre de 2020, contre 107 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation est principalement attribuable à la hausse de la production provenant de Hebron, qui s'est établie à 29 600 b/j, comparativement à 18 300 b/j au premier trimestre de l'exercice précédent, six nouveaux puits productifs étant entrés en service en 2019 et Oda ayant augmenté sa cadence de production pour la porter à 8 000 bep/j après avoir produit son premier baril au premier trimestre de 2019. Cette augmentation de la production a été partiellement contrebalancée par la baisse des volumes à Terra Nova qui a résulté de l'ordonnance imposant l'interruption de la production au quatrième trimestre de 2019 et par la déplétion naturelle au Royaume-Uni.

Grâce à nos synergies régionales et à la polyvalence de nos actifs, nous avons continué à maximiser la valeur des barils alloués aux termes du programme de réduction obligatoire de la production mis en œuvre par le gouvernement de l'Alberta. Avant que la demande ne baisse en raison de la pandémie de COVID-19, la Société a réussi à optimiser le transfert de ses allocations au titre des réductions entre les actifs tout en continuant à se concentrer sur la production de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée.

Le débit de traitement du brut par les raffineries a atteint 439 500 b/j, et le taux d'utilisation des raffineries est demeuré excellent, s'établissant à 95 % au premier trimestre de 2020, comparativement à un débit de traitement du brut de 444 900 b/j et à un taux d'utilisation des raffineries de 96 % au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les ventes de produits raffinés ont diminué légèrement pour se chiffrer à 531 500 b/j au premier trimestre de 2020, en comparaison de 542 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux d'utilisation des raffineries et les ventes de produits raffinés ont souffert de la baisse de la demande de carburants de transport attribuable à la pandémie de COVID-19. La Société a réussi à maximiser les prix obtenus en optimisant la souplesse opérationnelle des raffineries et en privilégiant les produits distillés à valeur plus élevée, lesquels ont représenté 43 % de la production des raffineries.

Le total des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux de la Société s'est établi à 2,967 G\$ pour le premier trimestre de 2020, contre 2,832 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation tient principalement à une réduction de valeur des stocks d'hydrocarbures visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation et à une augmentation du tonnage minier et des coûts d'enlèvement des morts-terrains découlant de la hausse des volumes des ventes à Fort Hills. Elle a été contrebalancée en partie par la baisse des charges d'exploitation associée à la diminution des volumes des ventes du secteur E&P, ainsi que par l'inscription d'un recouvrement de la charge de rémunération fondée sur des actions pour le premier trimestre de 2020, en comparaison d'une charge de rémunération fondée sur des actions inscrite pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les résultats des deux périodes traduisent l'incidence de l'assortiment de produits, qui a été optimisé en faveur de la production de pétrole brut plus coûteux, mais plus lucratif, au détriment de la production de bitume moins coûteux, mais moins lucratif.

En raison des considérations liées à la COVID-19, le calendrier des travaux de maintenance planifiés de Suncor est en cours d'évaluation. Devant les inquiétudes que soulève la pandémie de COVID-19, la reprise des activités à MacKay River a été

reportée à la fin du deuxième trimestre de 2020. Suncor évalue actuellement d'autres solutions pour prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova, car l'Espagne n'est plus en mesure d'accueillir les travaux prévus en cale sèche en raison des mesures prises par ce pays pour freiner la propagation de la COVID-19.

Mise à jour concernant la stratégie

Suncor s'estime bien placée pour surmonter les difficultés engendrées par un contexte commercial complexe et changeant. La demande de produits raffinés et de pétrole brut devrait afficher une forte baisse à court terme sous l'effet de la pandémie de COVID-19 et de ses conséquences à l'échelle mondiale. Pour préserver la santé financière et la résilience de la Société et réussir dans le contexte commercial actuel, la Société a décidé de diminuer sa fourchette de dépenses en immobilisations pour l'établir de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, ce qui représente une baisse supplémentaire de 400 M\$ par rapport au milieu de la fourchette précédente. Cette mesure, jumelée à la mise à jour du programme de dépenses en immobilisations du 23 mars 2020, s'est traduite par une réduction des dépenses en immobilisations de 1,9 G\$ ou environ 33 % par rapport au plan initial pour 2020 alors que les dépenses d'exploitation dans l'ensemble des activités ont diminué de 1 G\$ ou environ 10 % par rapport à 2019.

Pour ce faire, la Société se concentrera sur des projets en cours qui visent à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation et entreprendra des projets d'investissement économique de grande valeur, à faible intensité de capital, qui sont à un stade avancé de développement. La construction des pipelines d'interconnexion bidirectionnels entre le site de Syncrude et l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base et le déploiement de camions autonomes à Fort Hills continueront d'être financés, et ces projets devraient être achevés durant le deuxième semestre de 2020. Les investissements technologiques liés à nos activités d'approvisionnement et de négociation et à nos systèmes administratifs essentiels devraient aussi être effectués selon le calendrier prévu. D'autres investissements économiques ont été réduits considérablement en 2020, ou ont été reportés, dont la construction de la centrale de cogénération à l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base et le projet de parc éolien Forty Mile. L'exploitant du projet d'extension ouest de White Rose a annoncé que les travaux ont été suspendus pour au moins un an, tout comme le projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova. La baisse prévue des dépenses d'exploitation, motivée par notre engagement envers l'excellence opérationnelle dans l'ensemble de nos activités, s'appuiera sur une diminution des coûts à Fort Hills. Les coentrepreneurs de Fort Hills ont convenu de limiter l'exploitation du projet en passant de deux trains d'extraction primaires à un seul qui fonctionnera au taux d'utilisation maximal.

La stratégie de Suncor pour relever les défis du marché vise principalement à maintenir l'accent sur la création d'un maximum de valeur tirée de la production au lieu de se concentrer uniquement sur les volumes. Forts de la richesse et de la diversité de nos actifs, nous pouvons garder le contrôle de notre produit depuis nos réserves jusqu'au client final. En tirant parti de la vaste expertise de notre structure de commercialisation, de négociation et de logistique, nous pouvons soutenir la production de la Société en garantissant un accès aux marchés, en gérant le risque lié aux prix et les niveaux de stocks, et en optimisant notre chaîne logistique. Nous prenons des décisions en toute conscience afin d'optimiser notre production en amont, nos installations de valorisation et nos raffineries en fonction de l'évolution de la demande. La souplesse et l'intégration se rencontrent ici de manière essentielle pour redistribuer de la valeur aux actionnaires en ces temps difficiles.

« Dans ces circonstances sans précédent, notre stratégie est un atout qui nous distingue de la concurrence. Notre modèle physiquement intégré, conjugué à notre gestion financière rigoureuse et à nos pratiques de répartition du capital, nous permet de résister à l'évolution rapide des conditions du marché, affirme Mark Little. Nous continuons d'axer notre portefeuille d'immobilisations sur des investissements rentables qui accroîtront les marges et amélioreront les processus opérationnels, en plus de réduire les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations de maintien. »

Les mesures prises pour faire face à la pandémie actuelle de COVID-19 et au choc sur le plan de l'offre visent à préserver la santé financière de la Société. Nous gardons le cap sur notre objectif de croissance des flux de trésorerie disponibles¹⁾ de 2 G\$. Le calendrier d'exécution d'un certain nombre d'initiatives liées à cet objectif a cependant été revu et, conséquemment, la réalisation complète de l'objectif de 2 G\$ pourrait être retardée d'au plus deux ans, jusqu'en 2025.

Nous continuons d'accorder la priorité à la stratégie de Suncor qui consiste à maintenir un excellent bilan et une situation financière enviable dans tous les contextes de marché. Au premier trimestre de 2020, la Société a augmenté ses liquidités par l'obtention de facilités de crédit supplémentaires de 2,5 G\$ assorties d'un terme de 24 mois et disposait, au 31 mars 2020, d'environ 8,1 G\$ de liquidités. Après la clôture du premier trimestre de 2020, la Société a procédé à l'émission de 1,25 G\$ de billets à moyen terme de premier rang non garantis portant intérêt à un taux de 5,00 % et venant à échéance dans 10 ans et a obtenu des facilités de crédit supplémentaires de 300 M\$. Grâce à cette marge de manœuvre supplémentaire, elle dispose de ressources financières suffisantes en cas de besoin. Elle estime que son calendrier de remboursement des emprunts est tout à fait gérable : néant en 2020; 1,5 G\$ en 2021 et 257 M\$ en 2022.

1) Les flux de trésorerie disponibles sont une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.

Au premier trimestre de 2020, Suncor est demeurée engagée à redistribuer de la valeur à ses actionnaires, ayant versé 709 M\$ de dividendes et racheté 7,5 millions d'actions ordinaires en contrepartie d'un montant de 307 M\$ dans le cadre de son offre publique de rachat. Vu le contexte commercial actuel et conformément à notre approche rigoureuse en matière de répartition du capital, les rachats d'actions ont été suspendus et la Société a choisi de ne pas renouveler son offre publique de rachat dans le cours normal des activités. Après la clôture du trimestre, et dans l'objectif de maintenir la santé financière et la résilience de la Société, le conseil d'administration de Suncor a approuvé une réduction du dividende trimestriel de la Société, lequel passe de 0,465 \$ par action ordinaire à 0,21 \$ par action ordinaire. Ce dividende sera payé le 25 juin 2020 aux actionnaires inscrits à la fermeture des bureaux le 4 juin 2020. Cette mesure, jumelée aux diminutions des dépenses en immobilisations de maintien et d'exploitation, a permis d'abaisser le prix au seuil de rentabilité au comptant pour couvrir les charges d'exploitation, les investissements de maintien et les dividendes à environ 35 \$ US/b pour le WTI.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|--------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Résultat net | (3 525) | 1 470 |
| Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains | 1 021 | (261) |
| Pertes de valeur d'actifs ²⁾ | 1 798 | — |
| Réduction de valeur des stocks visant à les ramener à leur valeur nette de réalisation ³⁾ | 397 | — |
| Résultat d'exploitation ¹⁾ | (309) | 1 209 |

- 1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion.
- 2) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans son secteur Sables pétrolifères, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills et a comptabilisé, dans son secteur E&P, des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 422 M\$ liées à sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut consécutive à une baisse de la demande mondiale attribuable à la pandémie de COVID-19 et des modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production. Se reporter à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion pour obtenir plus de renseignements à ce sujet.
- 3) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé, dans le secteur Sables pétrolifères, une réduction de valeur des stocks de 177 M\$ après impôt dans le but de les ramener à leur valeur nette de réalisation et a comptabilisé, dans le secteur R&C, une réduction de valeur des stocks de 220 M\$ après impôt par suite d'une baisse marquée des cours de référence et de la demande de pétrole brut et de produits raffinés attribuable aux mesures prises pour freiner la propagation de la COVID-19.

Perspectives de la Société

La pandémie mondiale de COVID-19 a occasionné une forte baisse de la demande de pétrole brut et de produits raffinés. La Société prend des mesures pour s'attaquer à la diminution de la demande en adaptant le rythme de ses activités aux niveaux actuels de la demande, en misant sur une gamme de produits allant de l'essence au diesel, en mettant à profit son savoir-faire lié au secteur médian, à la négociation et à la commercialisation, et en maximisant l'intégration de la production en amont avec ses installations de valorisation et ses raffineries. Les fourchettes prévisionnelles de la Société sont tributaires de ses perspectives actuelles en ce qui concerne la demande pour ses produits; il existe toutefois un certain nombre de facteurs externes qui sont indépendants de sa volonté et qui pourraient influencer considérablement sur ces prévisions, tels que l'évolution de la pandémie et tout assouplissement des restrictions commerciales actuelles, des consignes de confinement et des interdictions de rassemblements.

En raison du brusque effondrement de la demande de produits raffinés, les fourchettes prévisionnelles relatives au débit de traitement des raffineries du secteur Raffinage et commercialisation ont été révisées à la baisse pour passer d'une fourchette de 95 % à 99 % à une fourchette de 84 % à 91 %. Ce taux d'utilisation correspond à un débit de traitement anticipé des raffineries de 390 000 à 420 000 b/j, en recul par rapport aux prévisions précédentes de 440 000 à 460 000 b/j. Les ventes de produits raffinés devraient également faiblir puisque le volume devrait se situer entre 500 000 et 530 000 b/j plutôt qu'entre 530 000 et 560 000 b/j. Ces prévisions actualisées reposent sur l'hypothèse que la demande d'essence et de diesel reprendra au second semestre de 2020, la relance de la demande de carburacteur et d'asphalte devant se faire attendre. Les prévisions annuelles actualisées pour la production en amont que nous avons publiées le 23 mars 2020 restent inchangées et prévoient une diminution du volume total des ventes dans le secteur Sables pétrolifères d'environ 10 % à 15 % au deuxième trimestre par rapport au premier trimestre, étant donné que la production en amont devra suivre la consommation en aval.

Pour préserver la santé financière et la résilience de la Société et réussir dans le contexte commercial actuel, la Société a décidé de diminuer sa fourchette de dépenses en immobilisations pour l'établir de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, ce qui représente une baisse supplémentaire de 400 M\$ par rapport au milieu de la fourchette précédente. Cette mesure, jumelée à la mise à jour du programme de dépenses en immobilisations du 23 mars 2020, s'est traduite par une réduction des dépenses en

immobilisations de 1,9 G\$ ou environ 33 % par rapport au plan initial pour 2020 alors que les dépenses d'exploitation dans l'ensemble des activités ont diminué de 1 G\$ ou environ 10 % par rapport à 2019.

Suncor a également révisé les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial pour l'exercice complet, comme suit : le Brent Sullom Voe est passé de 38,00 \$ US/b à 34,00 \$ US/b, le WTI à Cushing est passé de 33,00 \$ US/b à 30,00 \$ US/b, le WSC à Hardisty est passé de 17,00 \$ US/b à 16,00 \$ US/b, le cours au comptant au carrefour AECO est passé de 1,75 \$/GJ à 2,25 \$/GJ, la marge de craquage 2-1-1 au port de New York est passée de 11,00 \$ US/b à 12,00 \$ US/b et le taux de change \$ CA/\$ US est passé de 0,71 à 0,72 à la suite de changements dans la courbe des prix à terme pour le reste de l'exercice. En raison de ces mises à jour, les hypothèses liées au recouvrement d'impôt pour l'exercice complet ont été augmentées, passant d'une fourchette de 600 M\$ à 900 M\$ à une fourchette de 900 M\$ à 1,2 G\$.

Nos fourchettes prévisionnelles révisées annoncées aux présentes, ainsi que celles qui ont été annoncées le 23 mars 2020, reflètent la difficulté à déterminer la durée des répercussions de la pandémie de COVID-19. La Société s'attend à ce que ses résultats financiers de l'exercice en cours affichent une baisse marquée par rapport aux résultats présentés dans les états financiers consolidés audités de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2019. Depuis le 31 mars 2020, comme prévu, la demande et les prix du pétrole et des produits raffinés ont encore diminué, ce qui aura une incidence sur les résultats de la Société pour le deuxième trimestre. Le moment d'une éventuelle reprise économique est difficile à établir et les perspectives globales de la demande de pétrole et de produits raffinés dépendent de la mesure dans laquelle les pays réussiront à combattre la pandémie et à assouplir leurs mesures de confinement.

Pour des précisions et des mises en garde sur les perspectives de Suncor pour 2020, visitez le www.suncor.com/fr-ca/centre-des-investisseurs/perspectives-de-la-societe.

Conversion des mesures

Dans le présent rapport aux actionnaires, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. Se reporter à la rubrique « Mises en garde » du rapport de gestion.

RAPPORT DE GESTION

Le 5 mai 2020

Suncor est une société d'énergie intégrée dont le siège social est situé à Calgary, en Alberta (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 de 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, de sous-produits, de produits raffinés et d'électricité.

Pour une description des secteurs de Suncor, se reporter au rapport de gestion de Suncor pour l'exercice clos le 31 décembre 2019, daté du 26 février 2020 (le « rapport de gestion annuel de 2019 »).

Le présent rapport de gestion doit être lu parallèlement aux états financiers consolidés intermédiaires non audités de Suncor pour le trimestre clos le 31 mars 2020, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 et à son rapport de gestion annuel de 2019.

Les autres documents déposés par Suncor auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la Securities and Exchange Commission (la « SEC ») des États-Unis, y compris les rapports trimestriels, les rapports annuels et la notice annuelle de Suncor datée du 26 février 2020 (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, au www.suncor.com. Les informations se trouvant sur le site Web de Suncor ou pouvant être obtenues par l'intermédiaire de celui-ci ne font pas partie du présent rapport de gestion et n'y sont pas intégrées par renvoi.

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.

Table des matières

| | |
|---|----|
| 1. Mises en garde | 9 |
| 2. Faits saillants du premier trimestre | 12 |
| 3. Information financière consolidée | 14 |
| 4. Résultats sectoriels et analyse | 19 |
| 5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations | 33 |
| 6. Situation financière et situation de trésorerie | 35 |
| 7. Données financières trimestrielles | 39 |
| 8. Autres éléments | 41 |
| 9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR | 43 |
| 10. Abréviations courantes | 48 |
| 11. Énoncés prospectifs | 49 |

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

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

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

Mesures financières hors PCGR

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

Facteurs de risque et information prospective

Les activités, les réserves, la situation financière et les résultats d'exploitation de la Société peuvent subir l'influence de multiples facteurs, y compris, sans s'y limiter, les facteurs décrits ci-après et à la rubrique « Énoncés prospectifs » du présent rapport de gestion. Le présent rapport de gestion contient des énoncés prospectifs sur les attentes, les estimations, les prévisions et les hypothèses actuelles de Suncor. Cette information est soumise à certains risques et incertitudes, notamment ceux décrits dans le présent rapport de gestion, dans le rapport de gestion annuel 2019 et dans les autres documents d'information de Suncor déposés auprès des Autorités canadiennes en valeurs mobilières et de la SEC, qui sont pour la plupart indépendants de la volonté de la Société. Les utilisateurs de ces documents sont prévenus que les résultats réels pourraient être sensiblement différents. Pour plus d'information sur les facteurs de risque importants et les hypothèses qui sous-tendent les énoncés prospectifs figurant dans le présent rapport de gestion, se reporter à la rubrique « Énoncés prospectifs ».

Répercussions de la pandémie de COVID-19

Les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor pourraient souffrir considérablement des épidémies, pandémies et autres crises de santé publique, dont la récente pandémie de COVID-19, qui pourraient éclater dans les régions géographiques où la Société exerce des activités ou a des fournisseurs, clients ou employés. La récente pandémie de COVID-19 et les mesures pouvant être adoptées par les autorités gouvernementales pour y faire face se sont notamment traduites et pourraient ultérieurement se traduire par : une volatilité accrue sur les marchés des capitaux et du change; une perturbation des chaînes d'approvisionnement mondiales; des pénuries de main-d'œuvre; un ralentissement des échanges commerciaux; des restrictions provisoires des activités et des rassemblements supérieurs à un certain nombre de personnes, des mesures de confinement et de quarantaine, des fermetures d'entreprises et des interdictions de voyager; une contraction

générale de l'économie mondiale; une instabilité politique et économique; et des troubles civils. Plus concrètement, la pandémie de COVID-19 s'est traduite et pourrait ultérieurement se traduire par une réduction de la demande et des prix des marchandises qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité, tout en augmentant le risque que nous atteignons nos limites de stockage de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés dans certaines des régions où nous sommes présents. Une baisse prolongée de la demande et des prix de ces marchandises, ainsi que toute contrainte de stockage qui en découlerait, pourrait également nous obliger à ralentir ou à interrompre volontairement la production et à réduire le volume de produits raffinés et le taux d'utilisation des raffineries, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Suncor est également assujettie à des risques liés à la santé et à la sécurité de son personnel, ainsi qu'à la possibilité que ses activités soient provisoirement interrompues ou ralenties dans les régions touchées par une flambée épidémique, que les coûts de main-d'œuvre et de carburant augmentent, et que la réglementation fasse l'objet de modifications. Une telle interruption des activités pourrait également être exigée par les autorités gouvernementales en riposte à la pandémie de COVID-19. Cette décision pourrait avoir une incidence défavorable sur la production et les volumes de produits raffinés de Suncor ainsi que sur le taux d'utilisation des raffineries pendant une période prolongée, ce qui pourrait nuire à nos activités, à notre situation financière et à nos résultats d'exploitation.

Faiblesse et volatilité persistantes des cours des marchandises et des produits pétroliers

La conjoncture et les faits récents sur le marché, tels que l'offre excédentaire de pétrole lourd et de produits pétroliers sur les marchés mondiaux due à la baisse de la demande causée par la pandémie de COVID-19 et par les mesures prises par les pays membres de l'OPEP+ pour fixer et maintenir des niveaux de production accrus en mars et en avril 2020, ont fortement plombé le cours des marchandises et des produits pétroliers et les ont exposés à une instabilité marquée. Malgré les accords récemment conclus entre les pays membres de l'OPEP+ pour réduire les niveaux de production, les cours des marchandises pourraient continuer à subir des pressions et rester volatils pendant un certain temps. Il pourrait en découler une baisse ou une interruption de l'exploitation de certaines de nos installations, des cas de force majeure ou de faillite chez les acheteurs de nos produits, un manque de capacité de stockage et des perturbations des réseaux pipeliniers et des autres moyens utilisés pour acheminer nos produits, ce qui pourrait également nuire aux volumes de production ou de produits raffinés de Suncor et avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Développements récents

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la Santé (l'« OMS ») a déclaré que la flambée de maladie à coronavirus (la « COVID-19 ») constituait une urgence de santé publique de portée internationale. Le 10 mars 2020, l'OMS a déclaré que l'épidémie avait atteint le stade de pandémie. Des mesures ont été prises à l'échelle planétaire pour freiner la propagation de la COVID-19, dont des restrictions de voyage, des quarantaines dans certaines régions et la fermeture obligatoire de certains lieux publics et types d'entreprises. Ces mesures perturbent et continueront de perturber les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la réduction de la demande de marchandises entraîne une volatilité des prix et des taux de change ainsi qu'une diminution des taux d'intérêt à long terme. Nos activités et notre entreprise sont particulièrement sensibles à une réduction de la demande et des prix des marchandises qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité. Les estimations de la direction tiennent compte des répercussions directes et indirectes potentielles du ralentissement économique, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans les notes pertinentes des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société pour le trimestre clos le 31 mars 2020.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui aura des répercussions profondes sur notre contexte commercial, nos activités et notre situation financière.

La Société prend des mesures pour s'attaquer à la diminution de la demande en adaptant le rythme de ses activités aux niveaux actuels de la demande, en misant sur une gamme de produits allant de l'essence au diesel, en mettant à profit son savoir-faire lié au secteur médian, à la négociation et à la commercialisation, et en maximisant l'intégration de la production en amont avec ses raffineries. En outre, la Société a renforcé sa situation de liquidité au premier trimestre de 2020 et continuera de prendre les mesures nécessaires pour protéger sa santé financière et la sécurité de ses employés, de ses clients et des collectivités où elle mène des activités.

Nos fourchettes prévisionnelles révisées annoncées le 5 mai 2020, ainsi que celles qui ont été annoncées le 23 mars 2020, reflètent la difficulté à déterminer la durée des répercussions de la pandémie de COVID-19. Ces révisions comprennent des

8. AUTRES ÉLÉMENTS

Méthodes comptables et nouvelles normes IFRS

Une description des principales méthodes comptables de Suncor et un résumé des normes comptables récemment publiées sont présentés à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » du rapport de gestion annuel de 2019 de Suncor ainsi qu'à la note 2 de ses états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2020.

Estimations comptables critiques

Pour préparer des états financiers conformément aux PCGR, la direction doit procéder à des estimations, poser des jugements et formuler des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés des actifs, des passifs, des produits, des charges, des profits et des pertes, ainsi que sur les informations à fournir sur les passifs éventuels. Ces estimations et ces hypothèses peuvent changer selon les résultats et de nouvelles informations. Les estimations comptables critiques sont celles qui exigent que la direction élabore des hypothèses concernant des questions hautement incertaines au moment de l'estimation. Les estimations comptables critiques sont également celles qui auraient pu être formulées différemment ou qui sont raisonnablement susceptibles d'être modifiées, ce qui aurait une incidence significative sur la situation financière ou sur la performance financière de la Société. Les estimations et les jugements comptables critiques sont revus tous les ans par le comité d'audit du conseil d'administration. Une description détaillée des estimations comptables critiques de Suncor figure à la note 4 de ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2019.

Le 30 janvier 2020, l'Organisation mondiale de la santé a déclaré que la flambée de maladie à coronavirus (« COVID-19 ») constituait une urgence de santé publique de portée internationale et, le 10 mars 2020, elle a déclaré que l'épidémie avait atteint le stade de pandémie. Des mesures ont été prises à l'échelle planétaire pour freiner la propagation de la COVID-19, dont des restrictions de voyage, des quarantaines dans certaines régions et la fermeture obligatoire de certains lieux publics et types d'entreprises. Ces mesures bouleversent et continueront de bouleverser les activités commerciales et accentuent grandement l'incertitude économique; en effet, la réduction de la demande de marchandises entraîne une volatilité des prix et des taux de change ainsi qu'une diminution des taux d'intérêt à long terme. Nos activités et notre entreprise sont particulièrement sensibles à une réduction de la demande et des prix des produits qui sont étroitement liés à la performance financière de Suncor, dont le pétrole brut, les produits pétroliers raffinés (comme le carburéacteur et l'essence), le gaz naturel et l'électricité. Les estimations de la direction tiennent compte des répercussions directes et indirectes potentielles du ralentissement économique, et nos résultats reflètent les hypothèses formulées à la clôture de la période, tout écart important étant expliqué dans les notes pertinentes des états financiers consolidés intermédiaires non audités de la Société au 31 mars 2020.

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui aura des répercussions profondes sur notre contexte commercial, nos activités et notre situation financière. La direction ne peut estimer avec une certitude raisonnable la durée ou la gravité de cette pandémie, ni l'ampleur de l'incidence que les bouleversements qu'elle entraîne aura sur nos états consolidés du résultat global, nos états consolidés de la situation financière et nos tableaux consolidés des flux de trésorerie pour l'exercice 2020.

Instruments financiers

Suncor conclut périodiquement des contrats dérivés comme des contrats à terme de gré à gré, des contrats à terme standardisés, des swaps, des options et des tunnels à prime zéro pour gérer son exposition aux variations du prix des marchandises et des taux de change et pour optimiser sa position à l'égard des versements d'intérêts. La Société a aussi recours à des dérivés liés à l'énergie visant des échanges de marchandises et des échanges financiers pour dégager des profits de négociation. Pour un complément d'information sur les instruments financiers de Suncor et sur les facteurs de risques financiers s'y rapportant, il convient de se reporter à la note 26 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2019, à la note 9 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre clos le 31 mars 2020 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2019.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 31 mars 2020, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la Securities Exchange Act of 1934 des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 31 mars 2020, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 31 mars 2020, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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

Prévisions de la Société

Suncor a révisé ses prévisions pour 2020 annoncées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 2 décembre 2019), comme il est indiqué dans ses communiqués de presse datés du 23 mars 2020 et du 5 mai 2020, qui sont tous deux également accessibles en ligne au www.sedar.com.

9. MISE EN GARDE CONCERNANT LES 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 de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marge de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation de raffinage, les stocks selon la méthode d'évaluation des stocks DEPS ainsi que les montants par action ou par baril connexes, ne sont pas prescrites par les PCGR. Nous présentons ces mesures financières hors PCGR parce que notre direction les utilise pour analyser la performance des activités, l'endettement et la liquidité et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

Résultat d'exploitation

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 au chapitre de l'exploitation. La direction utilise le résultat d'exploitation pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation parce qu'elle estime que cette mesure donne une comparaison plus juste entre les périodes. Un rapprochement entre le résultat d'exploitation et le résultat net est présenté aux rubriques « Information financière consolidée » et « Résultats sectoriels et analyse » du présent rapport de gestion.

Analyses comparatives 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 celui de la période comparative en fonction de facteurs d'écart clés. Ces facteurs sont expliqués plus en détail dans l'analyse du résultat d'exploitation qui suit les analyses comparatives, que la direction utilise par ailleurs pour évaluer le rendement.

- Le facteur lié au volume de ventes et à la composition des ventes est calculé en fonction des volumes des ventes et de la composition des ventes des secteurs Sables pétrolifères et E&P, ainsi qu'en fonction du volume de production et de la composition de la production du secteur R&C.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye qui est exempte de redevances, des activités commerciales et logistiques en amont, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence après impôt de la méthode d'évaluation des stocks PEPS dans le secteur R&C de la Société ainsi que de l'incidence du report ou de la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor, puisque ces deux éléments représentent des ajustements de la valeur des stocks, et des activités commerciales et logistiques en aval.
- Le facteur lié au produit d'assurance tient compte du produit d'assurance après impôt relatif aux actifs de la Société en Libye.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des coûts de démarrage de projet, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

Rendement du capital investi (RCI)

Le RCI est une mesure financière hors PCGR que la direction utilise pour analyser la performance au chapitre de l'exploitation et l'efficacité du processus de répartition du capital de Suncor. Le capital moyen investi correspond à la moyenne sur 12 mois du capital investi au début de la période de 12 mois et du capital investi à la fin de chacun des 12 mois. Les chiffres présentés pour le capital investi au début et à la fin de la période de 12 mois montrent la variation des composantes sur la période de 12 mois.

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 cours 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.

| Périodes de 12 mois closes les 31 mars (en millions de dollars, sauf indication contraire) | 2020 | 2019 |
|---|---------|--------|
| Ajustements du résultat net | | |
| Résultat net | (2 096) | 3 974 |
| Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants : | | |
| Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains | 692 | 399 |
| Charge d'intérêts nette | 633 | 610 |
| A | (771) | 4 983 |
| Capital investi – début de la période de 12 mois | | |
| Dette nette | 17 298 | 15 603 |
| Capitaux propres | 44 262 | 45 483 |
| | 61 560 | 61 086 |
| Capital investi – fin de la période de 12 mois | | |
| Dette nette | 18 212 | 17 298 |
| Capitaux propres | 37 965 | 44 262 |
| | 56 177 | 61 560 |
| Capital moyen investi | B | 59 346 |
| RCI, compte tenu des projets majeurs en cours (%) | A/B | (1,3) |
| Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif | C | 534 |
| RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours ¹⁾ (%) | A/(B-C) | (1,4) |

- 1) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de 5,4 % pour la période de 12 mois close le 31 mars 2020 compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020, de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt 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.

Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation

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

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation pour chaque trimestre sont définis et font l'objet d'un rapprochement avec les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation établis conformément aux PCGR à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du rapport de gestion ou du rapport aux actionnaires trimestriel, selon le cas, pour le trimestre visé.

| Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars) | Sables pétrolifères | | Exploration et production | | Raffinage et commercialisation | | Siège social et éliminations | | Total | |
|---|------------------------|-------|------------------------------|------|-----------------------------------|-------|---------------------------------|-------|---------|---------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| Résultat net | (1 953) | 189 | (427) | 492 | (55) | 1 009 | (1 090) | (220) | (3 525) | 1 470 |
| Ajustements pour : | | | | | | | | | | |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur | 3 065 | 992 | 828 | 247 | 232 | 203 | 21 | 20 | 4 146 | 1 462 |
| Impôt sur le résultat différé | (444) | 60 | (128) | (33) | (10) | 5 | 62 | (29) | (520) | 3 |
| Charge de désactualisation | 56 | 58 | 11 | 11 | 2 | 2 | — | — | 69 | 71 |
| Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains | — | — | — | — | — | — | 1 096 | (280) | 1 096 | (280) |
| Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation | 163 | 6 | (136) | (4) | 98 | 70 | — | — | 125 | 72 |
| (Profit) perte à la cession d'actifs | (1) | (4) | — | — | (3) | (1) | — | — | (4) | (5) |
| Rémunération fondée sur des actions | (86) | (34) | (11) | (5) | (51) | (24) | (178) | (46) | (326) | (109) |
| Prospection | — | — | 70 | 2 | — | — | — | — | 70 | 2 |
| Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état | (99) | (112) | (4) | (1) | (3) | (1) | — | — | (106) | (114) |
| Autres | (10) | 29 | (30) | (7) | 14 | (10) | 2 | 1 | (24) | 13 |
| Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation | 691 | 1 184 | 173 | 702 | 224 | 1 253 | (87) | (554) | 1 001 | 2 585 |
| Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie | | | | | | | | | 383 | (1 037) |
| Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation | | | | | | | | | 1 384 | 1 548 |

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 et 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 ces mesures pour évaluer la capacité de la Société à accroître les distributions aux actionnaires et à financer ses investissements de croissance.

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Fonds provenant de l'exploitation | 1 001 | 2 585 |
| Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes | (1 463) | (1 096) |
| Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires | (462) | 1 489 |

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, 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 menées à Syncrude et à Fort Hills, 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 un tiers assurant le traitement du minerai, iii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iv) des frais de démarrage de projets, et v) de 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. À partir du premier trimestre de 2020, la Société a révisé le calcul des charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour mieux l'harmoniser avec la méthode utilisée pour calculer les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères et de Fort Hills. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude pour la période précédente comprenaient les frais de mise en valeur futurs et ont été retraités afin de les exclure. Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude et les charges d'exploitation décaissées 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 liés à 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 menées à Fort Hills, ce qui comprend, sans s'y limiter, la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche et les coûts liés au démarrage de projets, s'il y a lieu. Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills et les charges d'exploitation décaissées de Syncrude font l'objet d'un rapprochement à la rubrique « Résultats sectoriels et analyse – Sables pétrolifères » du présent rapport de gestion. La direction utilise les charges d'exploitation décaissées pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation.

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

Les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage sont des mesures financières hors PCGR. Les marges de raffinage et de commercialisation sont calculées en ajustant les produits d'exploitation, les autres produits et les achats de pétrole brut et de produits (qui sont toutes des mesures conformes aux PCGR) du secteur R&C pour tenir compte de la marge non liée au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société, de même que pour éliminer l'incidence des profits et des pertes liés aux activités commerciales et logistiques. Les charges d'exploitation de raffinage sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur R&C pour tenir compte i) des coûts non liés au raffinage se rapportant aux activités liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol de la Société et ii) des coûts non liés au raffinage qui, de l'avis de la direction, n'ont pas trait à la production de produits raffinés, y compris, sans s'y limiter, la charge de rémunération et la répartition des coûts liés aux services partagés des entreprises. La direction utilise les marges de raffinage et de commercialisation et les charges d'exploitation de raffinage pour évaluer la performance au chapitre de l'exploitation par baril produit.

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les | |
|---|---------------------|-----------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation | | |
| Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits | 629 | 2 140 |
| Autres produits | 86 | 15 |
| Marge non liée au raffinage | 283 | (13) |
| Marges de raffinage et de commercialisation | 998 | 2 142 |
| Production des raffineries ¹⁾ (kb) | 42 729 | 43 143 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS ²⁾ (\$/b) | 23,35 | 49,65 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ²⁾ (\$/b) | 35,60 | 35,25 |
| Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | 511 | 536 |
| Coûts non liés au raffinage | (270) | (294) |
| Charges d'exploitation de raffinage | 241 | 242 |
| Production des raffineries ¹⁾ (kb) | 42 729 | 43 143 |
| Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) | 5,65 | 5,60 |

- 1) La production des raffineries représente le volume de production issu du processus de raffinage, et elle diffère du volume de pétrole brut traité en raison d'ajustements volumétriques en fonction des charges d'alimentation autres que le pétrole brut, du gain volumétrique associé au processus de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 2) À compter du premier trimestre de 2020, les marges de raffinage et de commercialisation ont été révisées pour mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente. Les chiffres des périodes précédentes ont été retraités pour refléter ce changement.

Incidence de l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») sur le résultat net du secteur R&C

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

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

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

10. ABRÉVIATIONS COURANTES

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

| <u>Unités de mesure</u> | | <u>Lieux et devises</u> | |
|-------------------------|---|---|--|
| b | baril | É.-U. | États-Unis |
| b/j | barils par jour | R.-U. | Royaume-Uni |
| kb/j | milliers de barils par jour | | |
| bep | barils équivalent pétrole | \$ ou \$ CA | Dollars canadiens |
| bep/j | barils équivalent pétrole par jour | \$ US | Dollars américains |
| kbep | milliers de barils équivalent pétrole | | |
| kbep/j | milliers de barils équivalent pétrole par jour | | |
| | | <u>Contexte financier et commercial</u> | |
| GJ | gigajoules | T1 | Trimestre clos le 31 mars |
| | | WTI | West Texas Intermediate |
| | | WCS | Western Canadian Select |
| kpi ³ | milliers de pieds cubes de gaz naturel | SYN | Cours de référence du pétrole brut synthétique |
| kpi ³ e | milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel | MSW | Mélange non corrosif mixte |
| Mpi ³ | millions de pieds cubes de gaz naturel | NYMEX | New York Mercantile Exchange |
| Mpi ³ /j | millions de pieds cubes de gaz naturel par jour | | |
| Mpi ³ e | millions de pieds cubes équivalent gaz naturel | | |
| Mpi ³ e/j | millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour | | |
| MW | mégawatts | | |
| MWh | mégawattheure | | |

11. ÉNONCÉS PROSPECTIFS

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

- le fait que Suncor estime que son modèle intégré et la solidité de sa situation financière constituent des avantages distincts pour faire face à la situation actuelle et que son modèle d'affaire unique, ses actions ciblées et son équipe dévouée lui permettront de demeurer forte et d'offrir une énergie fiable pour les décennies à venir;
- l'attente selon laquelle la souplesse financière accrue découlant de l'obtention de facilités de crédit supplémentaires de 2,8 G\$ et de l'émission de 1,25 G\$ de billets à moyen terme de premier rang non garantis portant intérêt à 5,00 % contribuera à ce que la Société ait des ressources financières suffisantes en cas de besoin;
- le fait que Suncor misera sur la latitude dont elle dispose pour maximiser la valeur de ses actifs existants et optimiser les marges à chaque maillon de la chaîne de valeur et le fait que Suncor estime que, grâce à sa capacité à valoriser, à raffiner et à commercialiser ses produits par l'intermédiaire de son réseau de vente au détail et en gros, elle continuera à mettre l'accent sur la création de valeur à long terme tout en répondant aux besoins en énergie des clients;
- les attentes de Suncor selon lesquelles la diminution du dividende, jumelée à la réduction des dépenses d'investissement de maintien et des charges d'exploitation, permettront d'abaisser le prix au seuil de rentabilité au comptant pour couvrir les charges d'exploitation, les investissements de maintien et les dividendes à environ 35 \$ US/lb pour le WTI et le fondement de telles attentes.
- le fait que la remise en service de MacKay River est prévue pour la fin du deuxième trimestre de 2020;
- le fait que Suncor s'estime bien placée pour surmonter les difficultés engendrées par un contexte commercial complexe et changeant (tout en possédant les stratégies pour y parvenir) et que son modèle d'affaires intégré, conjugué à ses pratiques rigoureuses de gestion financière et de répartition du capital, lui permettra de faire face à l'évolution rapide des conditions du marché;
- les attentes de Suncor quant aux répercussions durables de la pandémie de COVID-19 et au choc sur le plan de l'offre qui en résulte, notamment en ce qui concerne la demande de produits raffinés et de pétrole brut et l'état des marchés financiers, ainsi que les répercussions anticipées des mesures prises pour faire face à la pandémie de COVID-19 et au choc sur le plan de l'offre;
- l'attente selon laquelle la Société se concentrera sur des projets durables destinés à maintenir la sécurité et la fiabilité des activités et qu'elle poursuivra certains projets d'investissements économiques de grande valeur et à faible intensité capitalistique qui en sont à un stade avancé;
- l'intention de la Société de réduire ses dépenses d'exploitation annuelles de plus de 1 G\$ comparativement à celles de 2019 et ses dépenses en immobilisations de 33 % par rapport au plan initial de 2020, et les mesures qu'elle compte prendre pour y parvenir;
- l'orientation continue du portefeuille d'immobilisations de la Société sur des investissements rentables qui accroîtront les marges et amélioreront les processus opérationnels, en plus de réduire les charges d'exploitation et les dépenses en immobilisations de maintien;

- l'attente selon laquelle les pipelines d'interconnexion bidirectionnels entre Syncrude et l'usine du secteur Sables pétrolifères – Activités de base et la mise en place d'un système de transport autonome par camion à Fort Hills continueront à recevoir du financement et seront achevés au deuxième semestre de 2020, et l'attente selon laquelle les investissements réalisés dans la technologie pour nos activités d'approvisionnement et de négociation et notre système central auront lieu dans les délais prévus;
- l'objectif de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles et le calendrier correspondant;
- les échéances prévues des emprunts et l'opinion de Suncor selon laquelle le calendrier de remboursement de ces emprunts est tout à fait gérable;
- les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur les activités à Syncrude et sur les installations de valorisation 1 et 2 du secteur Sables pétrolifères, et le moment où ils seront menés;
- les énoncés concernant le projet Fort Hills, notamment les attentes selon lesquelles la réduction de la production à un seul train fonctionnant à un taux d'utilisation maximal augmentera davantage les flux de trésorerie qu'une exploitation à plein régime et les attentes selon lesquelles le transport fonctionnera entièrement par camion autonome à Fort Hills d'ici le quatrième trimestre de 2020, ce qui accroîtra la souplesse opérationnelle de la Société tout en réduisant les coûts;
- le fait qu'aucun nouveau puits d'exploration n'est prévu pour 2020;
- l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;
- les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2020, de l'ordre de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, et le fait que Suncor estime qu'elle disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer le programme de dépenses en immobilisations et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, la cession d'actifs non essentiels et de fonds obtenus sur les marchés financiers;
- les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;
- la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement compte tenu de ses plans de croissance à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets de croissance actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;
- le fait que Suncor est d'avis que les mesures rigoureuses qu'elle a prises à l'égard de sa situation de trésorerie et de ses dépenses en immobilisations pour faire face à la récente contraction de l'économie contribueront à maintenir sa santé financière;
- le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;
- les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne le total des dépenses en immobilisations, la charge d'impôt, le taux d'utilisation des raffineries, le débit de traitement des raffineries et les ventes de produits raffinés de même que les hypothèses sous-jacentes à ses prévisions concernant le contexte commercial à l'égard du Brent Sullom Voe, du WTI à Cushing, du WCS à Hardisty, du cours au comptant au carrefour AECO, de la marge de craquage 2-1-1 au port de New York et du taux de change \$ CA/\$ US.

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

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor sont, entre autres, les suivants : la volatilité des prix du pétrole brut et des autres matières produites et les conséquences connexes des fluctuations des écarts de prix entre le brut léger et le brut lourd et entre le brut peu sulfureux et le brut sulfureux; les fluctuations de la demande de charges d'alimentation de raffinerie et de diesel, y compris la possibilité que les raffineries qui traitent la production de la Société exclusive soient fermées ou subissent des bris d'équipement ou d'autres accidents; la capacité de Suncor d'exploiter ses installations du secteur Sables pétrolifères de façon fiable afin de respecter ses objectifs de production; le rendement des installations récemment mises en service, ce rendement étant difficile à prévoir durant la période d'exploitation initiale; la dépendance de Suncor à l'égard de la capacité de transport des pipelines et d'autres contraintes logistiques qui pourraient compromettre sa capacité à distribuer ses produits sur le marché et pourraient la contraindre à

reporter ou à abandonner des projets de croissance planifiés advenant le cas où la capacité de transport des pipelines serait insuffisante; la capacité de Suncor à financer les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques et les dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance du secteur Sables pétrolifères; la disponibilité des charges d'alimentation de bitume pour les activités de valorisation, qui pourrait souffrir de la piètre qualité du minerai, de la maintenance non planifiée du matériel minier et des usines d'extraction, du stockage des résidus, du rendement des gisements et des installations in situ ou de la non-disponibilité de bitume venant de tiers; les variations des charges d'exploitation, y compris le coût de la main-d'œuvre, du gaz naturel et des autres sources d'énergie utilisées dans le procédé de traitement des sables pétrolifères; ainsi que la capacité de la Société à mener à bien des projets, y compris des travaux de maintenance planifiés, en respectant les échéanciers et les budgets prévus, capacité qui pourrait être touchée par la concurrence d'autres projets (dont d'autres projets d'exploitation de sables pétrolifères) pour les biens et services et les infrastructures dans la région albertaine de Wood Buffalo et dans la région environnante (notamment les habitations, le réseau routier et les établissements d'enseignement).

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

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change (notamment en raison des effets sur l'offre et la demande de la pandémie de COVID-19 et des actions des pays membres et non membres de l'OPEP); les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction

soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités commerciales et logistiques de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 2019, la notice annuelle de 2019 et le formulaire 40-F de la Société déposés auprès des commissions des valeurs mobilières du Canada au www.sedar.com et auprès de la Securities and Exchange Commission des États-Unis au www.sec.gov. Le lecteur est également invité à se reporter aux facteurs de risque et aux hypothèses décrits dans les autres documents que Suncor dépose de temps à autre auprès des autorités en valeurs mobilières. On peut obtenir sans frais des exemplaires de ces documents en s'adressant à la Société.

Les énoncés prospectifs contenus dans le présent rapport de gestion sont formulés à la date de ce 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.

ÉTATS CONSOLIDÉS DU RÉSULTAT GLOBAL

(non audité)

| (en millions de dollars) | 2020 | Trimestres clos les 31 mars 2019 |
|---|----------------|--|
| Produits des activités ordinaires et autres produits | | |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances (note 3) | 7 391 | 8 983 |
| Autres produits (note 4) | 365 | 414 |
| | 7 756 | 9 397 |
| Charges | | |
| Achats de pétrole brut et de produits | 3 180 | 2 621 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | 2 967 | 2 832 |
| Transport | 336 | 336 |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 11) | 4 146 | 1 462 |
| Prospection | 139 | 113 |
| Profit à la cession d'actifs | (4) | (5) |
| Charges financières (note 6) | 1 342 | 32 |
| | 12 106 | 7 391 |
| Résultat avant impôt | (4 350) | 2 006 |
| (Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat | | |
| Exigible | (305) | 533 |
| Différé | (520) | 3 |
| | (825) | 536 |
| Résultat net | (3 525) | 1 470 |
| Autres éléments du résultat global | | |
| Éléments susceptibles d'être reclassés ultérieurement en résultat net : | | |
| Ajustement au titre des écarts de conversion | 241 | (68) |
| Éléments qui ne seront pas reclassés en résultat net : | | |
| Gain actuariel (perte actuarielle) des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt | 13 | (136) |
| Autres éléments du résultat global | 254 | (204) |
| Total du résultat global | (3 271) | 1 266 |
| Par action ordinaire (en dollars) (note 7) | | |
| Résultat net – de base et dilué | (2,31) | 0,93 |
| Dividendes en trésorerie | 0,47 | 0,42 |

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DE LA SITUATION FINANCIÈRE

(non audité)

| (en millions de dollars) | 31 mars 2020 | 31 décembre 2019 |
|---|-----------------|---------------------|
| Actif | | |
| Actif courant | | |
| Trésorerie et équivalents | 2 226 | 1 960 |
| Créances | 2 994 | 4 052 |
| Stocks (note 10) | 2 725 | 3 761 |
| Impôt sur le résultat à recevoir | 334 | 133 |
| Total de l'actif courant | 8 279 | 9 906 |
| Immobilisations corporelles, montant net (note 11) | 70 077 | 72 640 |
| Prospection et évaluation | 2 426 | 2 428 |
| Autres actifs | 1 298 | 1 194 |
| Goodwill et autres immobilisations incorporelles | 3 057 | 3 058 |
| Actifs d'impôt différé | 129 | 209 |
| Total de l'actif | 85 266 | 89 435 |
| Passif et capitaux propres | | |
| Passif courant | | |
| Dette à court terme | 3 756 | 2 155 |
| Tranche courante des obligations locatives à long terme | 302 | 310 |
| Dettes fournisseurs et charges à payer | 5 481 | 6 555 |
| Tranche courante des provisions | 634 | 631 |
| Impôt à payer | 34 | 886 |
| Total du passif courant | 10 207 | 10 537 |
| Dette à long terme | 13 765 | 12 884 |
| Obligations locatives à long terme | 2 615 | 2 621 |
| Autres passifs à long terme | 2 399 | 2 499 |
| Provisions | 8 708 | 8 676 |
| Impôt sur le résultat différé | 9 607 | 10 176 |
| Capitaux propres | 37 965 | 42 042 |
| Total du passif et des capitaux propres | 85 266 | 89 435 |

Se reporter aux notes annexes.

TABLEAUX CONSOLIDÉS DES FLUX DE TRÉSORERIE

(non audité)

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les 31 mars 2019 | |
|--|--|--------------|
| | 2020 | 2019 |
| Activités d'exploitation | | |
| Résultat net | (3 525) | 1 470 |
| Ajustements au titre des éléments suivants : | | |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur (note 11) | 4 146 | 1 462 |
| (Recouvrement) charge d'impôt différé | (520) | 3 |
| Charge de désactualisation | 69 | 71 |
| Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains (note 6) | 1 096 | (280) |
| Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks | 125 | 72 |
| Profit à la cession d'actifs | (4) | (5) |
| Rémunération fondée sur des actions | (326) | (109) |
| Prospection | 70 | 2 |
| Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état | (106) | (114) |
| Autres | (24) | 13 |
| Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie | 383 | (1 037) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation | 1 384 | 1 548 |
| Activités d'investissement | | |
| Dépenses en immobilisations et frais de prospection | (1 320) | (903) |
| Autres placements | (16) | (50) |
| (Augmentation) diminution du fonds de roulement hors trésorerie | (180) | (34) |
| Flux de trésorerie liés aux activités d'investissement | (1 516) | (987) |
| Activités de financement | | |
| Augmentation nette de la dette à court terme | 1 386 | 326 |
| Paiements au titre de l'obligation locative | (82) | (70) |
| Émission d'actions ordinaires aux termes des régimes d'options sur actions | 29 | 35 |
| Rachat d'actions ordinaires (note 8) | (307) | (514) |
| Distributions liées à la participation ne donnant pas le contrôle | (2) | (2) |
| Dividendes versés sur les actions ordinaires | (709) | (662) |
| Flux de trésorerie liés aux activités de financement | 315 | (887) |
| Augmentation (diminution) de la trésorerie et de ses équivalents | 183 | (326) |
| Incidence du change sur la trésorerie et ses équivalents | 83 | (20) |
| Trésorerie et équivalents à l'ouverture de la période | 1 960 | 2 221 |
| Trésorerie et équivalents à la clôture de la période | 2 226 | 1 875 |
| Informations supplémentaires sur les flux de trésorerie | | |
| Intérêts payés | 147 | 154 |
| Impôt sur le résultat payé | 751 | 116 |

Se reporter aux notes annexes.

ÉTATS CONSOLIDÉS DES VARIATIONS DES CAPITAUX PROPRES

(non audité)

| (en millions de dollars) | Capital- actions | Surplus d'apport | Cumul des autres éléments du résultat global | Résultats non distribués | Total | Nombre d'actions ordinaires (en milliers) |
|---|---------------------|---------------------|--|--------------------------------|---------|--|
| 31 décembre 2018 | 25 910 | 540 | 1 076 | 16 479 | 44 005 | 1 584 484 |
| Incidence de l'adoption d'IFRS 16 | — | — | — | 14 | 14 | — |
| 1 ^{er} janvier 2019, montant ajusté | 25 910 | 540 | 1 076 | 16 493 | 44 019 | 1 584 484 |
| Résultat net | — | — | — | 1 470 | 1 470 | — |
| Ajustement au titre des écarts de conversion | — | — | (68) | — | (68) | — |
| Perte actuarielle des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 50 \$ | — | — | — | (136) | (136) | — |
| Total du résultat global | — | — | (68) | 1 334 | 1 266 | — |
| Émissions aux termes des régimes d'options sur actions | 46 | (10) | — | — | 36 | 1 025 |
| Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8) | (193) | — | — | (321) | (514) | (11 951) |
| Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions | 48 | — | — | 45 | 93 | — |
| Rémunération fondée sur des actions | — | 24 | — | — | 24 | — |
| Dividendes versés sur les actions ordinaires | — | — | — | (662) | (662) | — |
| 31 mars 2019 | 25 811 | 554 | 1 008 | 16 889 | 44 262 | 1 573 558 |
| 31 décembre 2019 | 25 167 | 566 | 899 | 15 410 | 42 042 | 1 531 874 |
| Résultat net | — | — | — | (3 525) | (3 525) | — |
| Ajustement au titre des écarts de conversion | — | — | 241 | — | 241 | — |
| Gain actuariel des régimes de retraite du personnel, déduction faite de l'impôt de 5 \$ | — | — | — | 13 | 13 | — |
| Total du résultat global | — | — | 241 | (3 512) | (3 271) | — |
| Émissions aux termes des régimes d'options sur actions | 36 | (7) | — | — | 29 | 804 |
| Rachat d'actions ordinaires aux fins d'annulation (note 8) | (124) | — | — | (183) | (307) | (7 527) |
| Variation du passif au titre des engagements d'achat d'actions | 65 | — | — | 103 | 168 | — |
| Rémunération fondée sur des actions | — | 13 | — | — | 13 | — |
| Dividendes versés sur les actions ordinaires | — | — | — | (709) | (709) | — |
| 31 mars 2020 | 25 144 | 572 | 1 140 | 11 109 | 37 965 | 1 525 151 |

Se reporter aux notes annexes.

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). Son principal objectif 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 et de commercialisation de pétrole brut au Canada et à l'échelle internationale, transporte et raffine du pétrole brut et commercialise des produits pétroliers et pétrochimiques, principalement au Canada. 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 intermédiaires résumés ont été établis conformément aux Normes internationales d'information financière (« IFRS »), plus précisément la Norme comptable internationale (« IAS ») 34, *Information financière intermédiaire* publiée par l'International Accounting Standards Board (« IASB »). Il s'agit d'états financiers résumés qui ne contiennent donc pas toute l'information exigée pour des états financiers annuels et qui doivent être lus en parallèle avec les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

b) Base d'évaluation

Les états financiers consolidés ont été préparés selon la méthode du coût historique, à l'exception de ce qui est mentionné dans les méthodes comptables présentées dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

c) Monnaie fonctionnelle et monnaie de présentation

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

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

Pour préparer en temps opportun les états financiers, la direction doit faire des estimations, élaborer des hypothèses et formuler des jugements. Par conséquent, les résultats réels peuvent différer des montants estimatifs lorsque des événements prévus se concrétisent. Les estimations et jugements importants utilisés dans la préparation des états financiers sont mentionnés dans les états financiers consolidés de la Société pour l'exercice clos le 31 décembre 2019.

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

La pandémie de COVID-19 est une situation qui ne cesse d'évoluer et qui aura des répercussions profondes sur notre contexte commercial, nos activités et notre situation financière. La direction ne peut estimer de façon raisonnable la durée ou la gravité de cette pandémie, ni dans quelle mesure les perturbations pourraient avoir une incidence importante sur les états consolidés du résultat global, les états consolidés de la situation financière et les tableaux consolidés des flux de trésorerie pour l'exercice 2020.

e) Impôt sur le résultat

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

f) Adoption de nouvelles normes IFRS**Définition d'une entreprise**

En octobre 2018, l'IASB a publié *Définition d'une entreprise (modifications d'IFRS 3)*. Ces modifications resserrent et clarifient la définition d'une entreprise et permettent aux entités de faire le choix d'utiliser un test de concentration, lequel constitue une évaluation simplifiée donnant lieu au traitement d'une acquisition 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. La Société a adopté les modifications de manière prospective à la date d'entrée en vigueur le 1^{er} janvier 2020, et leur application initiale n'a eu aucune incidence sur les états financiers consolidés de la Société.

3. INFORMATION SECTORIELLE

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

Les ventes intersectorielles de pétrole brut 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. Ces montants sont éliminés à la consolidation.

| Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars) | Sables pétrolières | | Exploration et production | | Raffinage et commercialisation | | Siège social et éliminations | | Total | |
|--|-----------------------|------------|------------------------------|------------|-----------------------------------|--------------|---------------------------------|--------------|----------------|--------------|
| | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 | 2020 | 2019 |
| Produits des activités ordinaires et autres produits | | | | | | | | | | |
| Produits bruts | 2 327 | 3 219 | 539 | 937 | 4 563 | 5 190 | 9 | 8 | 7 438 | 9 354 |
| Produits intersectoriels | 990 | 962 | — | — | 24 | 14 | (1 014) | (976) | — | — |
| Moins les redevances | (25) | (198) | (22) | (173) | — | — | — | — | (47) | (371) |
| Produits d'exploitation, déduction faite des redevances | 3 292 | 3 983 | 517 | 764 | 4 587 | 5 204 | (1 005) | (968) | 7 391 | 8 983 |
| Autres produits (pertes) | 248 | 10 | 33 | 386 | 86 | 15 | (2) | 3 | 365 | 414 |
| | 3 540 | 3 993 | 550 | 1 150 | 4 673 | 5 219 | (1 007) | (965) | 7 756 | 9 397 |
| Charges | | | | | | | | | | |
| Achats de pétrole brut et de produits | 407 | 273 | — | — | 3 958 | 3 064 | (1 185) | (716) | 3 180 | 2 621 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | 2 252 | 1 973 | 133 | 148 | 511 | 536 | 71 | 175 | 2 967 | 2 832 |
| Transport | 289 | 298 | 23 | 19 | 36 | 29 | (12) | (10) | 336 | 336 |
| Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur | 3 065 | 992 | 828 | 247 | 232 | 203 | 21 | 20 | 4 146 | 1 462 |
| Prospection | 57 | 102 | 82 | 11 | — | — | — | — | 139 | 113 |
| Profit à l'échange et à la cession d'actifs | (1) | (4) | — | — | (3) | (1) | — | — | (4) | (5) |
| Charges financières (produits financiers) | 81 | 69 | 3 | 14 | — | 13 | 1 258 | (64) | 1 342 | 32 |
| | 6 150 | 3 703 | 1 069 | 439 | 4 734 | 3 844 | 153 | (595) | 12 106 | 7 391 |
| Résultat net avant impôt | (2 610) | 290 | (519) | 711 | (61) | 1 375 | (1 160) | (370) | (4 350) | 2 006 |
| (Recouvrement) charge d'impôt sur le résultat | | | | | | | | | | |
| Exigible | (213) | 41 | 36 | 252 | 4 | 361 | (132) | (121) | (305) | 533 |
| Différé | (444) | 60 | (128) | (33) | (10) | 5 | 62 | (29) | (520) | 3 |
| | (657) | 101 | (92) | 219 | (6) | 366 | (70) | (150) | (825) | 536 |
| Résultat net | (1 953) | 189 | (427) | 492 | (55) | 1 009 | (1 090) | (220) | (3 525) | 1 470 |
| Dépenses en immobilisations et frais de prospection | 1 010 | 584 | 179 | 228 | 92 | 82 | 39 | 9 | 1 320 | 903 |

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 biens, les sources de produits des activités ordinaires et les régions géographiques suivantes :

| Trimestres clos les 31 mars (en millions de dollars) | 2020 | | | 2019 | | |
|---|---------------------|---------------|--------------|---------------------|---------------|--------------|
| | Amérique du Nord | International | Total | Amérique du Nord | International | Total |
| Sables pétrolifères | | | | | | |
| Pétrole brut synthétique et diesel | 2 758 | — | 2 758 | 3 278 | — | 3 278 |
| Bitume | 559 | — | 559 | 903 | — | 903 |
| | 3 317 | — | 3 317 | 4 181 | — | 4 181 |
| Exploration et production | | | | | | |
| Pétrole brut et liquides de gaz naturel | 319 | 219 | 538 | 491 | 444 | 935 |
| Gaz naturel | — | 1 | 1 | — | 2 | 2 |
| | 319 | 220 | 539 | 491 | 446 | 937 |
| Raffinage et commercialisation | | | | | | |
| Essence | 1 894 | — | 1 894 | 2 106 | — | 2 106 |
| Distillat | 2 116 | — | 2 116 | 2 383 | — | 2 383 |
| Autres | 577 | — | 577 | 715 | — | 715 |
| | 4 587 | — | 4 587 | 5 204 | — | 5 204 |
| Siège social et éliminations | | | | | | |
| | (1 005) | — | (1 005) | (968) | — | (968) |
| Total des produits des activités ordinaires tirés de contrats conclus avec des clients | 7 218 | 220 | 7 438 | 8 908 | 446 | 9 354 |

4. AUTRES PRODUITS

Les autres produits se composent de ce qui suit :

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les 31 mars | |
|--|--------------------------------|------|
| | 2020 | 2019 |
| Activités de gestion des risques et activités liées à la négociation ¹⁾ | 324 | 15 |
| Produit financier et produits d'intérêts | 36 | 50 |
| Produit d'assurance ²⁾ | — | 363 |
| Autres | 5 | (14) |
| | 365 | 414 |

1) Les activités de gestion des risques et activités liées à la négociation comprennent un profit de 421 millions de dollars (38 millions de dollars au 31 mars 2019) lié aux contrats dérivés et une perte de 97 millions de dollars (23 millions de dollars au 31 mars 2019) liée à l'évaluation des stocks de négociation.

2) Le trimestre clos le 31 mars 2019 comprend les produits d'assurance liés aux actifs en Libye dans le secteur Exploration et production.

5. RÉMUNÉRATION FONDÉE SUR DES ACTIONS

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

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|--------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Régimes dont les paiements sont réglés en actions | 13 | 24 |
| Régimes dont les paiements sont réglés en trésorerie | (100) | 138 |
| | (87) | 162 |

6. CHARGES FINANCIÈRES

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|--------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Intérêts sur la dette | 216 | 210 |
| Intérêts sur les obligations locatives | 42 | 45 |
| Intérêts incorporés à l'actif | (38) | (28) |
| Charges d'intérêts | 220 | 227 |
| Intérêts sur le passif au titre du partenariat | 13 | 14 |
| Intérêts liés aux prestations de retraite et aux avantages complémentaires de retraite | 14 | 15 |
| Charge de désactualisation | 69 | 71 |
| Perte (profit) de change sur la dette libellée en dollars américains | 1 096 | (280) |
| Écarts de change liés aux activités d'exploitation et autres | (70) | (15) |
| | 1 342 | 32 |

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a conclu des facilités de crédit additionnelles de 2,5 G\$ avec ses principaux partenaires du secteur bancaire aux termes d'une nouvelle convention. Cette convention est assortie des mêmes conditions que nos facilités de crédit existantes. De plus, après le 31 mars 2020, la Société a émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis de série 7 de 1,25 G\$ et elle a obtenu un montant additionnel de 300 M\$ au titre de ses facilités de crédit (note 12).

7. RÉSULTAT PAR ACTION ORDINAIRE

| (en millions de dollars) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|--------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Résultat net | (3 525) | 1 470 |
| (en millions d'actions ordinaires) | | |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires | 1 528 | 1 579 |
| Titres dilutifs : | | |
| Effet des options sur actions | 1 | 3 |
| Nombre moyen pondéré d'actions ordinaires – après dilution | 1 529 | 1 582 |
| (en dollars par action ordinaire) | | |
| Résultat de base et dilué par action | (2,31) | 0,93 |

8. OFFRE PUBLIQUE DE RACHAT DANS LE COURS NORMAL DES ACTIVITÉS

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 Bourse de Toronto, de la Bourse de New York 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 maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020 à 78 549 178. Au cours du premier trimestre de 2020, le conseil d'administration de Suncor a approuvé un autre programme de rachat d'actions d'au plus 2,0 G\$ qui est entré en vigueur en mars 2020. La pandémie de COVID-19 a créé une grande incertitude quant au contexte commercial et, conformément à notre stratégie de répartition du capital, le programme de rachat d'actions a été suspendu.

Au cours du premier trimestre de 2020, la Société a racheté 7,5 millions d'actions ordinaires aux termes de l'offre publique de rachat de 2019 au prix moyen de 40,83 \$ l'action, pour un coût de rachat total de 307 M\$. Le tableau suivant présente les rachats d'actions au cours de la période :

| (en millions de dollars, sauf indication contraire) | Trimestres clos les | |
|--|---------------------|--------------|
| | 2020 | 31 mars 2019 |
| Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires) | | |
| Actions rachetées | 7 527 | 11 951 |
| Montants imputés aux postes suivants : | | |
| Capital actions | 124 | 193 |
| Résultats non distribués | 183 | 321 |
| Coût des rachats d'actions | 307 | 514 |

9. INSTRUMENTS FINANCIERS

Instruments financiers dérivés

a) Instruments financiers dérivés non désignés

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

Les variations de la juste valeur des instruments dérivés non désignés liés à la négociation de l'énergie ou à la gestion des risques sont les suivantes :

| (en millions de dollars) | Total |
|---|-------|
| Juste valeur des contrats en cours au 31 décembre 2019 | (39) |
| Règlements en trésorerie – montant reçu au cours de l'exercice | (52) |
| Variations de la juste valeur comptabilisées en résultat net pour l'exercice (note 4) | 421 |
| Juste valeur des contrats en cours au 31 mars 2020 | 330 |

b) Hiérarchie des justes valeurs

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

établit leur priorité à partir de la mesure dans laquelle elles sont observables sur le marché. Les trois niveaux de la hiérarchie des justes valeurs sont les suivants :

- Niveau 1 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir d'un prix coté non ajusté sur un marché actif pour des actifs ou des passifs identiques. Un marché actif se caractérise par des prix cotés aisément et régulièrement disponibles qui sont représentatifs des transactions réelles et régulièrement conclues sur le marché afin d'assurer la liquidité.
- Niveau 2 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix cotés sur un marché inactif, de prix dont les données d'entrée sont observables ou de prix dont les données d'entrée non observables sont négligeables. La juste valeur de ces positions est déterminée à partir de données observables des bourses, de services d'évaluation, de cours cotés par des courtiers tiers indépendants et des droits de transport publiés. Les données d'entrée observables peuvent être ajustées au moyen de certaines méthodes, dont l'extrapolation sur la durée du prix coté et les prix cotés pour des actifs et des passifs comparables.
- Niveau 3 : s'entend des instruments dont la juste valeur est déterminée à partir de prix selon des données non observables importantes. Au 31 mars 2020, la Société n'a pas d'instruments dérivés évalués à la juste valeur de niveau 3.

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

Le tableau ci-dessous présente les instruments financiers dérivés non désignés de la Société évalués à la juste valeur au 31 mars 2020, selon le niveau hiérarchique de l'évaluation.

| (en millions de dollars) | Niveau 1 | Niveau 2 | Niveau 3 | Total de la juste valeur |
|--------------------------|----------|----------|----------|--------------------------|
| Créances | 276 | 418 | — | 694 |
| Dettes fournisseurs | (45) | (319) | — | (364) |
| | 231 | 99 | — | 330 |

Au cours du premier trimestre de 2020, il n'y a eu aucun transfert entre les niveaux 1 et 2 de la hiérarchie des justes valeurs.

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. Bien que le secteur ait connu des baisses de la notation en raison de la pandémie de COVID-19 et des mesures de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole visant à augmenter la production, ces facteurs n'ont pas eu une incidence importante sur Suncor puisque la plupart de ses clients sont des entreprises de grande taille bien établies en aval et qui bénéficient d'une notation de qualité supérieure.

Instruments financiers non dérivés

Au 31 mars 2020, la valeur comptable de la dette à terme fixe comptabilisée selon le coût amorti s'élevait à 13,8 G\$ (12,9 G\$ au 31 décembre 2019) et sa juste valeur, à 14,1 G\$ (16,1 G\$ au 31 décembre 2019). La diminution de la juste valeur de la dette s'explique surtout par la hausse des écarts de crédit à court terme de la Société. La juste valeur estimative de la dette à long terme est fondée sur les prix du marché.

10. STOCKS

| (en millions de dollars) | 31 mars 2020 | 31 décembre 2019 |
|---------------------------------------|--------------|------------------|
| Pétrole brut ¹⁾ | 1 111 | 1 689 |
| Produits raffinés | 803 | 1 290 |
| Matières, fournitures et marchandises | 811 | 782 |
| | 2 725 | 3 761 |

1) Comprend un montant de 151 M\$ au titre des stocks détenus aux fins de négociation (210 M\$ au 31 décembre 2019), 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.

Par suite du recul des cours du pétrole brut et des produits raffinés, la Société a comptabilisé une dépréciation des stocks de pétrole brut de 310 M\$ (229 M\$ après impôt) et une dépréciation des stocks de produits raffinés de 226 M\$ (168 M\$ après impôt) par rapport à leur valeur nette de réalisation au 31 mars 2020. Ces dépréciations ont été inscrites aux postes « Achats de pétrole brut et de produits », « Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux » et « Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur ».

11. DÉPRÉCIATION D'ACTIFS

La pandémie de COVID-19 a donné lieu à une forte baisse de la demande mondiale de pétrole brut et des prix des marchandises. En conséquence, la Société a annoncé des plans visant à réduire ses dépenses en immobilisations et ses charges d'exploitation. Par suite de ces événements, la Société a soumis les actifs de certaines unités génératrices de trésorerie (« UGT ») de ses secteurs Sables pétrolifères et Exploration et production à un test de dépréciation en date du 31 mars 2020, du fait que ces UGT étaient particulièrement sensibles à la baisse des prix du pétrole brut ainsi qu'aux modifications de leurs plans respectifs d'immobilisations et d'exploitation. 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) :

Sables pétrolifères

À la suite du test de dépréciation, la Société a comptabilisé une dépréciation de 1,38 G\$ (déduction faite de l'impôt de 0,44 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 WCS prévus de 9,00 \$ US/b pour le reste de 2020, de 13,60 \$ US/b en 2021, de 32,00 \$ 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 2061, ajustés pour tenir compte des écarts liés à l'emplacement et à la qualité propres aux actifs;
- une quote-part de la Société dans la production s'élevant à 47 000 b/j tandis que le projet Fort Hills fonctionnera avec un seul train d'extraction primaire pour le reste de 2020 jusqu'en 2021, puis passera à deux trains d'extraction primaire en 2022, et allant de 96 000 à 106 000 b/j pour le reste de la durée de vie du projet;
- des charges d'exploitation décaissées moyennes allant de 32,00 \$/b à 37,00 \$/b, tandis que le projet Fort Hills fonctionnera avec un seul train d'extraction primaire pour le reste de 2020 jusqu'en 2021, puis de 22,00 \$/b à 24,00 \$/b, alors que le projet reviendra à deux trains d'extraction primaire pour le reste de sa durée de vie (en dollars réels). Les charges d'exploitation décaissées reflètent 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 6,4 G\$ au 31 mars 2020. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours et aux taux d'actualisation. Une diminution moyenne des cours de 5 % sur la durée de vie du projet se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 1,1 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 1,1 G\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de Fort Hills.

Exploration et production

À la suite des tests de dépréciation, la Société a comptabilisé une dépréciation de 285 M\$ (déduction faite de l'impôt de 93 M\$) au titre de sa quote-part des actifs de Terra Nova et de 137 M\$ (déduction faite de l'impôt de 45 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.

Actifs de Terra Nova :

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

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

Actifs de White Rose :

- des cours du Brent prévus de 30,00 \$ US/b pour le reste de 2020, de 35,00 \$ US/b en 2021, de 50,00 \$ US/b en 2022 et de 69,00 \$ US/b en 2023 suivis d'une croissance de 2 % par année pendant la durée de vie du projet, jusqu'en 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 9 800 b/j pour la durée de vie du projet;
- une quote-part de la Société dans les dépenses en immobilisations futures de 1,435 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 185 M\$ au 31 mars 2020. Les estimations de la valeur recouvrable sont très sensibles aux cours et aux taux d'actualisation. Une diminution moyenne des cours de 5 % sur la durée de vie du projet se traduirait pour la Société par une augmentation de la charge de dépréciation d'environ 83 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 45 M\$ (après impôt) sur sa quote-part des actifs de White Rose.

12. ÉVÉNEMENTS POSTÉRIEURS À LA DATE DE CLÔTURE

Après le 31 mars 2020, la Société a émis des billets à moyen terme de premier rang non garantis de série 7 de 1,25 G\$ qui viennent à échéance le 9 avril 2030. Ces billets à moyen terme de série 7 portent intérêt au taux de 5,00 % et leur prix a été fixé à 99,697 \$ par tranche de capital de 100 \$, pour un taux effectif de 5,039 %. Les intérêts sont payés chaque semestre. De plus, la Société a obtenu un montant additionnel de 300 M\$ au titre de ses facilités de crédit, montant octroyé par ses principaux partenaires du secteur bancaire aux termes d'une nouvelle convention. Cette convention est assortie des mêmes conditions que nos facilités de crédit existante.

Le 5 mai 2020, le conseil d'administration de Suncor a approuvé la réduction du dividende trimestriel de la Société lequel passe de 0,465 \$ par action ordinaire à 0,21 \$ par action ordinaire.

DONNÉES FINANCIÈRES ET D'EXPLOITATION COMPLÉMENTAIRES

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS FINANCIERS

(non audité)

| (en millions de dollars, sauf les montants par action) | 31 mars 2020 | Trimestres clos les | | | 31 mars 2019 | Période de douze mois close le |
|---|-----------------|---------------------|------------------|-----------------|-----------------|---|
| | | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | | 31 déc. 2019 |
| Produits des activités ordinaires, déduction faite des redevances et autres produits | 7 756 | 9 598 | 9 896 | 10 098 | 9 397 | 38 989 |
| Résultat net | | | | | | |
| Sables pétrolifères | (1 953) | (2 682) | 505 | 1 561 | 189 | (427) |
| Exploration et production | (427) | (162) | 219 | 456 | 492 | 1 005 |
| Raffinage et commercialisation | (55) | 558 | 668 | 765 | 1 009 | 3 000 |
| Siège social et éliminations | (1 090) | (49) | (357) | (53) | (220) | (679) |
| Total | (3 525) | (2 335) | 1 035 | 2 729 | 1 470 | 2 899 |
| Résultat d'exploitation^{A)} | | | | | | |
| Sables pétrolifères | (400) | 277 | 505 | 651 | 189 | 1 622 |
| Exploration et production | (5) | 231 | 171 | 247 | 492 | 1 141 |
| Raffinage et commercialisation | 165 | 558 | 668 | 677 | 1 009 | 2 912 |
| Siège social et éliminations | (69) | (284) | (230) | (322) | (481) | (1 317) |
| Total | (309) | 782 | 1 114 | 1 253 | 1 209 | 4 358 |
| Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation^{A)} | | | | | | |
| Sables pétrolifères | 691 | 1 405 | 1 606 | 1 866 | 1 184 | 6 061 |
| Exploration et production | 173 | 555 | 379 | 507 | 702 | 2 143 |
| Raffinage et commercialisation | 224 | 793 | 885 | 932 | 1 253 | 3 863 |
| Siège social et éliminations | (87) | (200) | (195) | (300) | (554) | (1 249) |
| Total | 1 001 | 2 553 | 2 675 | 3 005 | 2 585 | 10 818 |
| Variation du fonds de roulement hors trésorerie | 383 | (249) | 461 | 428 | (1 037) | (397) |
| Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation | 1 384 | 2 304 | 3 136 | 3 433 | 1 548 | 10 421 |
| Par action ordinaire | | | | | | |
| Résultat net – de base | (2,31) | (1,52) | 0,67 | 1,74 | 0,93 | 1,86 |
| Résultat d'exploitation – de base ^{A)} | (0,20) | 0,51 | 0,72 | 0,80 | 0,77 | 2,80 |
| Dividendes en trésorerie – de base | 0,47 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 0,42 | 1,68 |
| Fonds provenant de l'exploitation – de base ^{A)} | 0,66 | 1,66 | 1,72 | 1,92 | 1,64 | 6,94 |
| Flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation – de base | 0,91 | 1,50 | 2,02 | 2,19 | 0,98 | 6,69 |

| | 31 mars 2020 | Périodes de douze mois closes les | | | |
|--|-----------------|-----------------------------------|------------------|-----------------|-----------------|
| | | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | 31 mars 2019 |
| Rendement du capital investi^{A)} | | | | | |
| – compte non tenu des projets majeurs en cours (%) | (1,4) | 5,1 | 9,9 | 10,6 | 8,3 |
| – compte tenu des projets majeurs en cours (%) | (1,3) | 4,9 | 9,7 | 10,4 | 8,2 |

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

(non audité)

| | 31 mars 2020 | Trimestres clos les | | | 31 mars 2019 | Période de douze mois close le |
|--|-----------------|---------------------|------------------|-----------------|-----------------|---|
| | | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | | 31 déc. 2019 |
| Sables pétrolifères | | | | | | |
| Production totale (kb/j) | 630,1 | 662,3 | 670,0 | 692,2 | 657,2 | 670,4 |
| Production de bitume du secteur Sables pétrolifères | 126,5 | 206,0 | 190,7 | 208,0 | 133,8 | 184,8 |
| Production du pétrole brut synthétique dans le secteur Sables pétrolifères | 503,6 | 456,3 | 479,3 | 484,2 | 523,4 | 485,6 |
| Activités du secteur Sables pétrolifères (kb/j) | | | | | | |
| Produits valorisés (pétrole brut synthétique peu sulfureux, pétrole brut synthétique sulfureux et diesel) | 331,8 | 300,0 | 317,0 | 295,5 | 341,2 | 313,3 |
| Bitume non valorisé | 45,8 | 118,1 | 105,2 | 118,7 | 55,4 | 99,5 |
| Production du secteur Sables pétrolifères | 377,6 | 418,1 | 422,2 | 414,2 | 396,6 | 412,8 |
| Production de bitume (kb/j) | | | | | | |
| Activités minières | 285,3 | 289,9 | 301,0 | 300,5 | 267,8 | 289,9 |
| Activités <i>in situ</i> – Firebag | 190,3 | 195,6 | 194,6 | 168,4 | 189,4 | 187,0 |
| Activités <i>in situ</i> – MacKay River | — | 22,3 | 23,1 | 36,3 | 35,2 | 29,2 |
| Total de la production de bitume | 475,6 | 507,8 | 518,7 | 505,2 | 492,4 | 506,1 |
| Ventes (kb/j) | | | | | | |
| Brut léger peu sulfureux | 126,8 | 106,2 | 116,1 | 118,3 | 113,7 | 113,5 |
| Diesel | 33,1 | 29,7 | 20,1 | 25,2 | 29,0 | 26,0 |
| Brut léger sulfureux | 180,8 | 155,4 | 184,6 | 165,0 | 182,4 | 171,8 |
| Produits valorisés (pétrole brut synthétique et diesel) | 340,7 | 291,3 | 320,8 | 308,5 | 325,1 | 311,3 |
| Bitume non valorisé | 42,4 | 126,3 | 110,2 | 115,1 | 53,2 | 101,4 |
| Ventes | 383,1 | 417,6 | 431,0 | 423,6 | 378,3 | 412,7 |
| Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères – moyennes ^{1)A)} (\$/b)* | | | | | | |
| Charges décaissées | 27,15 | 26,00 | 25,65 | 26,80 | 27,15 | 26,35 |
| Gaz naturel | 2,30 | 2,55 | 0,95 | 1,00 | 2,80 | 1,85 |
| | 29,45 | 28,55 | 26,60 | 27,80 | 29,95 | 28,20 |
| Charges d'exploitation décaissées liées aux activités minières ^{1)A)} (\$/b) | | | | | | |
| Charges décaissées | 27,00 | 26,00 | 24,70 | 25,55 | 27,80 | 26,00 |
| Gaz naturel | 0,90 | 1,00 | 0,20 | 0,30 | 1,00 | 0,60 |
| | 27,90 | 27,00 | 24,90 | 25,85 | 28,80 | 26,60 |
| Charges d'exploitation décaissées liées aux activités <i>in situ</i> ^{1)A)} (\$/b) | | | | | | |
| Charges décaissées | 6,40 | 6,40 | 6,90 | 7,15 | 6,10 | 6,60 |
| Gaz naturel | 3,30 | 3,55 | 1,55 | 1,60 | 3,80 | 2,65 |
| | 9,70 | 9,95 | 8,45 | 8,75 | 9,90 | 9,25 |

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

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

| | 31 mars 2020 | Trimestres clos les | | | 31 mars 2019 | Période de douze mois close le |
|--|-----------------|---------------------|------------------|-----------------|-----------------|---|
| | | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | | 31 déc. 2019 |
| Sables pétrolifères | | | | | | |
| Fort Hills | | | | | | |
| Total de la production de bitume de Fort Hills (kb/j) | 80,7 | 87,9 | 85,5 | 89,3 | 78,4 | 85,3 |
| Ventes de bitume (kb/j) | 85,1 | 91,8 | 91,6 | 82,0 | 78,7 | 86,1 |
| Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ^{1)A)} (\$/b)* | | | | | | |
| Charges décaissées | 29,40 | 27,05 | 23,65 | 21,80 | 27,70 | 24,95 |
| Gaz naturel | 1,60 | 1,60 | 0,60 | 0,70 | 1,90 | 1,20 |
| | 31,00 | 28,65 | 24,25 | 22,50 | 29,60 | 26,15 |
| Syncrude | | | | | | |
| Production de pétrole brut synthétique peu sulfureux (kb/j) | 171,8 | 156,3 | 162,3 | 188,7 | 182,2 | 172,3 |
| Production de bitume (kb/j) | 202,4 | 188,5 | 194,4 | 228,5 | 210,6 | 205,4 |
| Pétrole brut synthétique peu sulfureux intermédiaire (kb/j) ²⁾ | 176,9 | 159,1 | 165,3 | 191,4 | 186,0 | 175,6 |
| Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ^{1)A)B)} (\$/b)* | | | | | | |
| Charges décaissées | 35,30 | 37,30 | 38,95 | 33,40 | 33,85 | 35,65 |
| Gaz naturel | 1,35 | 1,55 | 0,70 | 0,50 | 1,50 | 1,10 |
| | 36,65 | 38,85 | 39,65 | 33,90 | 35,35 | 36,75 |

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

B) Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude ont été retraitées pour 2019 pour mieux s'harmoniser avec la méthode de calcul du secteur Sables pétrolifères et la méthode de calcul des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills. À partir de 2020, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont fondées sur les volumes de production, inclusion faite du diesel consommé à l'interne, alors que toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes reposent sur les volumes de ventes.

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

| Revenus d'exploitation nets du secteur Sables pétrolifères ^{A)C)} | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le | |
|--|---------------------|--------------|---------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | 31 mars 2019 | 31 déc. 2019 |
| Bitume (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 8,90 | 43,36 | 48,64 | 54,03 | 48,37 | 48,43 |
| Redevances | 0,08 | (1,23) | (1,98) | (2,96) | (1,37) | (1,94) |
| Frais de transport | (5,18) | (6,63) | (6,43) | (5,77) | (6,78) | (6,35) |
| Charges d'exploitation nettes | (8,11) | (9,10) | (8,07) | (8,86) | (8,56) | (8,68) |
| Revenus d'exploitation nets | (4,31) | 26,40 | 32,16 | 36,44 | 31,66 | 31,46 |
| Pétrole brut synthétique et diesel (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 56,56 | 75,42 | 72,45 | 78,67 | 69,34 | 73,89 |
| Redevances | (0,52) | (2,02) | (2,17) | (2,98) | (1,38) | (2,13) |
| Frais de transport | (4,08) | (4,49) | (4,34) | (3,70) | (4,44) | (4,24) |
| Charges d'exploitation nettes – bitume | (24,95) | (25,77) | (22,64) | (26,94) | (23,87) | (24,77) |
| Charges d'exploitation nettes – valorisation | (4,35) | (5,77) | (5,10) | (6,39) | (5,11) | (5,54) |
| Revenus d'exploitation nets | 22,66 | 37,37 | 38,20 | 38,66 | 34,54 | 37,21 |
| Moyenne pour les activités du secteur Sables pétrolifères (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 51,29 | 65,72 | 66,36 | 71,98 | 66,39 | 67,63 |
| Redevances | (0,46) | (1,78) | (2,12) | (2,98) | (1,38) | (2,09) |
| Frais de transport | (4,20) | (5,14) | (4,87) | (4,26) | (4,77) | (4,76) |
| Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation | (26,96) | (24,74) | (22,71) | (26,68) | (26,11) | (25,00) |
| Revenus d'exploitation nets | 19,67 | 34,06 | 36,66 | 38,06 | 34,13 | 35,78 |
| Fort Hills (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 26,08 | 50,77 | 60,51 | 70,71 | 62,92 | 60,86 |
| Redevances | (0,70) | (1,10) | (1,70) | (1,27) | (1,43) | (1,37) |
| Frais de transport | (13,44) | (9,36) | (12,01) | (13,61) | (12,97) | (11,90) |
| Charges d'exploitation nettes – bitume | (28,76) | (25,19) | (22,75) | (24,43) | (25,17) | (24,35) |
| Revenus d'exploitation nets | (16,82) | 15,12 | 24,05 | 31,40 | 23,35 | 23,24 |
| Syncrude (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 58,72 | 72,81 | 74,67 | 79,74 | 68,36 | 73,98 |
| Redevances | 0,01 | (4,49) | (9,17) | (12,59) | (8,09) | (8,75) |
| Frais de transport | (0,74) | (0,67) | (0,60) | (0,42) | (0,46) | (0,53) |
| Charges d'exploitation nettes – bitume et valorisation | (31,96) | (32,65) | (33,80) | (28,73) | (31,53) | (31,56) |
| Revenus d'exploitation nets | 26,03 | 35,00 | 31,10 | 38,00 | 28,28 | 33,14 |

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

C) Les revenus nets sont calculés en fonction des volumes des ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

| | | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le |
|--|--------------|---------------------|---------------|--------------|--------------|--------------------------------|
| | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | 31 mars 2019 | 31 déc. 2019 |
| Exploration et production | | | | | | |
| Total des volumes de ventes (kbep/j) | 107,2 | 113,5 | 92,5 | 106,1 | 111,8 | 106,0 |
| Production totale (kbep/j) | 109,7 | 115,9 | 92,3 | 111,7 | 107,1 | 106,8 |
| Volumes de production | | | | | | |
| Exploration et production – Canada | | | | | | |
| <i>Côte Est du Canada</i> | | | | | | |
| Terra Nova (kb/j) | — | 8,2 | 13,9 | 11,3 | 13,2 | 11,6 |
| Hibernia (kb/j) | 25,1 | 25,1 | 5,9 | 23,8 | 25,7 | 20,1 |
| White Rose (kb/j) | 7,5 | 8,1 | 6,2 | 3,2 | 1,1 | 4,7 |
| Hebron (kb/j) | 29,6 | 28,2 | 23,6 | 23,6 | 18,3 | 23,5 |
| | 62,2 | 69,6 | 49,6 | 61,9 | 58,3 | 59,9 |
| Exploration et production – International | | | | | | |
| Buzzard (kbep/j) | 31,3 | 26,7 | 29,2 | 35,0 | 36,7 | 31,9 |
| Golden Eagle (kbep/j) | 8,2 | 9,1 | 8,7 | 8,2 | 10,2 | 9,0 |
| Norvège – Oda (kbep/j) | 8,0 | 7,8 | 2,7 | 4,0 | 0,2 | 3,7 |
| Libye (kb/j) ³⁾ | — | 2,7 | 2,1 | 2,6 | 1,7 | 2,3 |
| | 47,5 | 46,3 | 42,7 | 49,8 | 48,8 | 46,9 |
| Revenus nets^{A)C)} | | | | | | |
| Côte Est du Canada (\$/b) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 69,50 | 86,07 | 81,25 | 92,42 | 86,16 | 86,62 |
| Redevances | (4,06) | (13,46) | (6,54) | (13,65) | (19,75) | (13,62) |
| Frais de transport | (2,13) | (1,71) | (1,86) | (1,94) | (1,56) | (1,76) |
| Charges d'exploitation | (13,23) | (11,28) | (16,49) | (10,96) | (15,63) | (13,45) |
| Revenus d'exploitation nets ^{A)} | 50,08 | 59,62 | 56,36 | 65,87 | 49,22 | 57,79 |
| International à l'exclusion de la Libye ^{D)} (\$/bep) | | | | | | |
| Prix moyen obtenu | 66,22 | 82,92 | 77,15 | 90,13 | 85,40 | 84,17 |
| Frais de transport | (2,50) | (2,23) | (1,97) | (2,24) | (2,22) | (2,17) |
| Charges d'exploitation | (6,56) | (8,57) | (5,29) | (7,08) | (5,09) | (6,43) |
| Revenus d'exploitation nets ^{A)} | 57,16 | 72,12 | 69,89 | 80,81 | 78,09 | 75,57 |

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

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

D) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

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

SOMMAIRE TRIMESTRIEL DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

| | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le | |
|--|---------------------|--------------|---------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | 31 mars 2019 | 31 déc. 2019 |
| Raffinage et commercialisation | | | | | | |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | 531,5 | 534,6 | 572,0 | 508,1 | 542,8 | 539,4 |
| Pétrole brut traité (kb/j) | 439,5 | 447,5 | 463,7 | 399,1 | 444,9 | 438,9 |
| Utilisation de la capacité de raffinage (%) | 95 | 97 | 100 | 86 | 96 | 95 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – premier entré, premier sorti (« PEPS ») (\$/b) ^{A)E)} | 23,35 | 35,70 | 35,65 | 41,30 | 49,65 | 40,45 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – dernier entré, premier sorti (« DEPS ») (\$/b) ^{A)} | 35,60 | 36,50 | 36,10 | 39,70 | 35,25 | 36,80 |
| Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)} | 5,65 | 5,05 | 4,90 | 5,90 | 5,60 | 5,35 |
| Est de l'Amérique du Nord | | | | | | |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | | | | | | |
| Carburants de transport | | | | | | |
| Essence | 112,7 | 121,6 | 122,9 | 114,1 | 120,6 | 119,8 |
| Distillat | 94,8 | 102,8 | 107,4 | 98,2 | 103,1 | 102,9 |
| Total des ventes de carburants de transport | 207,5 | 224,4 | 230,3 | 212,3 | 223,7 | 222,7 |
| Produits pétrochimiques | | | | | | |
| Asphalte | 11,0 | 17,3 | 21,6 | 12,7 | 12,6 | 16,1 |
| Autres | 27,8 | 25,3 | 21,1 | 14,6 | 27,5 | 22,1 |
| Total des ventes de produits raffinés | 256,2 | 274,9 | 282,4 | 252,1 | 276,6 | 271,5 |
| Approvisionnement en brut et raffinage | | | | | | |
| Brut traité aux raffineries (kb/j) | 213,1 | 217,3 | 209,5 | 170,0 | 216,2 | 203,3 |
| Utilisation de la capacité de raffinage (%) | 96 | 98 | 94 | 77 | 97 | 92 |
| Ouest de l'Amérique du Nord | | | | | | |
| Ventes de produits raffinés (kb/j) | | | | | | |
| Carburants de transport | | | | | | |
| Essence | 121,6 | 125,8 | 133,9 | 121,2 | 126,1 | 126,8 |
| Distillat | 133,9 | 110,9 | 123,4 | 107,9 | 118,7 | 115,2 |
| Total des ventes de carburants de transport | 255,5 | 236,7 | 257,3 | 229,1 | 244,8 | 242,0 |
| Asphalte | 8,7 | 11,4 | 18,1 | 11,4 | 7,5 | 12,1 |
| Autres | 11,1 | 11,6 | 14,2 | 15,5 | 13,9 | 13,8 |
| Total des ventes de produits raffinés | 275,3 | 259,7 | 289,6 | 256,0 | 266,2 | 267,9 |
| Approvisionnement en brut et raffinage | | | | | | |
| Brut traité aux raffineries (kb/j) | 226,4 | 230,2 | 254,2 | 229,1 | 228,7 | 235,6 |
| Utilisation de la capacité de raffinage (%) | 94 | 96 | 106 | 95 | 95 | 98 |

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

E) Les marges de raffinage et de commercialisation ont été retraitées pour 2019 afin de mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)C)}

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

| Pour le trimestre clos le 31 mars 2020 | Bitume | Pétrole brut synthétique et diesel | Activités du secteur Sables pétrolifères | Fort Hills | Syncrude | Autres ⁴⁾ | Secteur Sables pétrolifères |
|---|---------------|------------------------------------|--|----------------|--------------|----------------------|-----------------------------|
| Produits d'exploitation | 92 | 1 841 | 1 933 | 467 | 937 | (20) | 3 317 |
| Autres produits | — | 79 | 79 | 26 | 10 | 133 | 248 |
| Achats de pétrole brut et de produits | (92) | (15) | (107) | (240) | (29) | (31) | (407) |
| Ajustement lié au montant brut réalisé ⁵⁾ | 34 | (151) | (117) | (51) | 1 | | |
| Montant brut réalisé | 34 | 1 754 | 1 788 | 202 | 919 | | |
| Redevances | — | (16) | (16) | (6) | — | (3) | (25) |
| Frais de transport | (20) | (149) | (169) | (107) | (13) | — | (289) |
| Ajustement lié aux frais de transport ⁶⁾ | — | 23 | 23 | 3 | 2 | | |
| Frais de transport nets | (20) | (126) | (146) | (104) | (11) | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (84) | (1 240) | (1 324) | (320) | (629) | 21 | (2 252) |
| Ajustement lié aux charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ⁷⁾ | 53 | 331 | 384 | 97 | 129 | | |
| Charges d'exploitation nettes | (31) | (909) | (940) | (223) | (500) | | |
| Marge brute | (17) | 703 | 686 | (131) | 408 | | |
| Volumes de ventes (kb) | 3 859 | 31 002 | 34 861 | 7 746 | 15 636 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | (4,31) | 22,66 | 19,67 | (16,82) | 26,03 | | |

| 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 de 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 | | |

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

C) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)C)}

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

| 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 de 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 | | |

| 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 (perte) brute | 382 | 1 083 | 1 465 | 234 | 653 | | |
| Volumes de 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 | | |

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

C) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Sables pétrolifères^{A)C)}

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

| 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 de 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 | | |

| 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 de 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 | | |

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

C) L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Charges d'exploitation décaissées de Syncrude^{A)B)}

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

| | Trimestres clos les | | | | 31 mars 2019 | Période de douze mois close le 31 déc. 2019 |
|--|---------------------|-----------------|------------------|-----------------|-----------------|--|
| | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | | |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de Syncrude | 629 | 594 | 629 | 625 | 619 | 2 467 |
| Coûts non liés à la production ⁸⁾ | (47) | (35) | (37) | (43) | (40) | (155) |
| Charges d'exploitation décaissées de Syncrude | 582 | 559 | 592 | 582 | 579 | 2 312 |
| Volumes de production de Syncrude (kb) | 15 876 | 14 383 | 14 930 | 17 169 | 16 380 | 62 862 |
| Charges d'exploitation décaissées de Syncrude (\$/b) | 36,65 | 38,85 | 39,65 | 33,90 | 35,35 | 36,75 |

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)}

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

| Pour le trimestre clos le 31 mars 2020 | International ^{D)} | Côte Est du Canada | Autres ⁹⁾ | Secteur E&P |
|--|-----------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|
| Produits d'exploitation | 282 | 382 | (125) | 539 |
| Redevances | — | (22) | — | (22) |
| Frais de transport | (11) | (12) | — | (23) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (32) | (85) | (16) | (133) |
| Coûts non liés à la production ¹⁰⁾ | 4 | 12 | | |
| Montant brut réalisé | 243 | 275 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 4 257 | 5 501 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 57,16 | 50,08 | | |

| Pour le trimestre clos le 31 décembre 2019 | International ^{D)} | Côte Est du Canada | Autres ⁹⁾ | Secteur E&P |
|--|-----------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|
| Produits d'exploitation | 273 | 532 | 193 | 998 |
| Redevances | — | (83) | (87) | (170) |
| Frais de transport | (7) | (10) | (4) | (21) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (32) | (78) | (24) | (134) |
| Coûts non liés à la production ¹⁰⁾ | 4 | 8 | | |
| Montant brut réalisé | 238 | 369 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 3 289 | 6 176 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 72,12 | 59,62 | | |

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

B) Les charges d'exploitation décaissées de Syncrude ont été retraitées pour 2019 pour mieux s'harmoniser avec la méthode de calcul du secteur Sables pétrolières et la méthode de calcul des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills. À partir de 2020, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont fondées sur les volumes de production, inclusion faite du diesel consommé à l'interne, alors que toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes reposent sur les volumes de ventes.

D) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Revenus nets du secteur Exploration et production^{A)}

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

| Pour le trimestre clos le 30 septembre 2019 | International ^{D)} | Côte Est du Canada | Autres ⁹⁾ | Secteur E&P |
|--|-----------------------------|--------------------|----------------------|-------------|
| Produits d'exploitation | 269 | 393 | 84 | 746 |
| Redevances | — | (32) | (65) | (97) |
| Frais de transport | (7) | (9) | (3) | (19) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (22) | (93) | (14) | (129) |
| Coûts non liés à la production ¹⁰⁾ | 4 | 13 | | |
| Montant brut réalisé | 244 | 272 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 3 488 | 4 832 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 69,89 | 56,36 | | |

| Pour le trimestre clos le 30 juin 2019 | International ^{D)} | Côte Est du Canada | Autres ⁹⁾ | Secteur E&P |
|--|-----------------------------|--------------------|----------------------|-------------|
| Produits d'exploitation | 354 | 507 | 133 | 994 |
| Redevances | — | (75) | (90) | (165) |
| Frais de transport | (9) | (11) | (1) | (21) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (32) | (69) | (13) | (114) |
| Coûts non liés à la production ¹⁰⁾ | 5 | 9 | | |
| Montant brut réalisé | 318 | 361 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 3 923 | 5 489 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 80,81 | 65,87 | | |

| Pour le trimestre clos le 31 mars 2019 | International ^{D)} | Côte Est du Canada | Autres ⁹⁾ | Secteur E&P |
|--|-----------------------------|--------------------|----------------------|-------------|
| Produits d'exploitation | 360 | 491 | 86 | 937 |
| Redevances | — | (112) | (61) | (173) |
| Frais de transport | (9) | (9) | (1) | (19) |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | (26) | (106) | (16) | (148) |
| Coûts non liés à la production ¹⁰⁾ | 4 | 16 | | |
| Montant brut réalisé | 329 | 280 | | |
| Volumes de ventes (kbep) | 4 217 | 5 693 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 78,09 | 49,22 | | |

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

D) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

| Pour l'exercice clos le 31 décembre 2019 | International ^{D)} | Côte Est du Canada | Autres ⁹⁾ | Secteur E&P |
|--|-----------------------------|-----------------------|----------------------|----------------|
| 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 de ventes (kbep) | 14 917 | 22 190 | | |
| Revenus d'exploitation nets par baril | 75,57 | 57,79 | | |

Raffinage et commercialisation^{A)E)}

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

| | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le | |
|---|---------------------|-----------------|------------------|-----------------|---|-----------------|
| | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | 31 mars 2019 | 31 déc. 2019 |
| Marge brute ¹¹⁾ | 629 | 1 568 | 1 653 | 1 647 | 2 140 | 7 008 |
| Autres produits | 86 | 33 | 13 | 14 | 15 | 75 |
| Marge non liée au raffinage ¹²⁾ | 283 | (16) | (17) | (14) | (13) | (60) |
| Marges de raffinage et de commercialisation ^{A)} | 998 | 1 585 | 1 649 | 1 647 | 2 142 | 7 023 |
| Production des raffineries (kb) ¹³⁾ | 42 729 | 44 422 | 46 239 | 39 901 | 43 143 | 173 705 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b) ^{A)} | 23,35 | 35,70 | 35,65 | 41,30 | 49,65 | 40,45 |
| Ajustement au titre de la méthode DEPS | 524 | 37 | 19 | (63) | (621) | (628) |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{A)} | 1 522 | 1 622 | 1 668 | 1 584 | 1 521 | 6 395 |
| Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b) ^{A)} | 35,60 | 36,50 | 36,10 | 39,70 | 35,25 | 36,80 |
| Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux | 511 | 576 | 531 | 530 | 536 | 2 173 |
| Coûts non liés au raffinage ¹⁴⁾ | (270) | (352) | (305) | (295) | (294) | (1 246) |
| Charges d'exploitation de raffinage | 241 | 224 | 226 | 235 | 242 | 927 |
| Production des raffineries (kb) ¹³⁾ | 42 729 | 44 422 | 46 239 | 39 901 | 43 143 | 173 705 |
| Charges d'exploitation de raffinage (\$/b) ^{A)} | 5,65 | 5,05 | 4,90 | 5,90 | 5,60 | 5,35 |

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

D) À partir de 2020, les revenus d'exploitation nets comprennent la Norvège et toutes les périodes antérieures présentées dans les présentes excluent la Norvège.

E) Les marges de raffinage et de commercialisation ont été retraitées pour 2019 afin de mieux refléter les activités de raffinage, d'approvisionnement et de ventes. L'incidence de la dépréciation des stocks est exclue.

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

RAPPROCHEMENT DES DONNÉES TRIMESTRIELLES SUR L'EXPLOITATION (suite)

(non audité)

Raffinage et commercialisation

Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor¹⁵⁾

| | | Trimestres clos les | | | | Période de douze mois close le | |
|---|------|---------------------|--------------|---------------|--------------|--------------------------------|--------------|
| | | 31 mars 2020 | 31 déc. 2019 | 30 sept. 2019 | 30 juin 2019 | 31 mars 2019 | 31 déc. 2019 |
| (moyenne pour les trimestres clos les et la période de douze mois close le) | | | | | | | |
| Pétrole brut WTI à Cushing (\$ US/b) | | 46,10 | 56,95 | 56,45 | 59,85 | 54,90 | 57,05 |
| Pétrole brut SYN à Edmonton (\$ US/b) | | 43,40 | 56,25 | 56,85 | 60,00 | 52,60 | 56,45 |
| WCS à Hardisty (\$ US/b) | | 25,60 | 41,10 | 44,20 | 49,20 | 42,50 | 44,25 |
| Port de New York, marge de craquage 2-1-1 (\$ US/b) ^{F)} | | 14,75 | 18,50 | 19,75 | 22,40 | 19,10 | 19,95 |
| Chicago, marge de craquage 2-1-1 (\$ US/b) ^{F)} | | 9,75 | 14,45 | 17,05 | 21,55 | 15,30 | 17,10 |
| Valeur du produit (\$ US/b) | | | | | | | |
| Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ^{G)} | 40 % | 24,35 | 30,20 | 30,50 | 32,90 | 29,60 | 30,80 |
| Chicago, marge de craquage 2-1-1 ^{H)} | 40 % | 22,35 | 28,55 | 29,40 | 32,55 | 28,10 | 29,65 |
| WTI | 20 % | 9,20 | 11,40 | 11,30 | 11,95 | 11,00 | 11,40 |
| Facteur saisonnier | | 6,50 | 6,50 | 5,00 | 5,00 | 6,50 | 5,75 |
| | | 62,40 | 76,65 | 76,20 | 82,40 | 75,20 | 77,60 |
| Valeur du pétrole brut (\$ US/b) | | | | | | | |
| SYN | 40 % | 17,35 | 22,50 | 22,75 | 24,00 | 21,05 | 22,60 |
| WCS | 40 % | 10,25 | 16,45 | 17,70 | 19,70 | 17,00 | 17,70 |
| WTI | 20 % | 9,20 | 11,40 | 11,30 | 11,95 | 11,00 | 11,40 |
| | | 36,80 | 50,35 | 51,75 | 55,65 | 49,05 | 51,70 |
| Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ US/b) | | 25,60 | 26,30 | 24,45 | 26,75 | 26,15 | 25,90 |
| Indice sur mesure 5-2-2-1 de Suncor (\$ CA/b) | | 34,40 | 34,70 | 32,30 | 35,80 | 34,75 | 34,35 |

F) 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.

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

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

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

INFORMATION RELATIVE AU SOMMAIRE DES RÉSULTATS D'EXPLOITATION

Mesures financières hors PCGR

Certaines mesures financières contenues dans le présent document, à savoir le résultat d'exploitation, les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation, le rendement du capital investi (« RCI »), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolières, 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, les marges de raffinage et de commercialisation, 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 des activités, le niveau d'endettement et la liquidité et les présente car les investisseurs pourraient les trouver utiles pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ayant pas de signification normalisée, il est peu probable qu'elles soient comparables à des mesures semblables présentées par d'autres sociétés. Ces informations supplémentaires ne doivent pas être considérées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR.

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

Revenus nets du secteur Sables pétrolières

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

Définitions

- 1) Charges d'exploitation décaissées – Comprennent les charges décaissées, lesquelles se composent des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux (compte non tenu des variations des stocks et des coûts non liés à la production), 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 pétrolières (y compris pour les activités *in situ* et les activités minières) et les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills 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 aux volumes de 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) Depuis 2016, les volumes de production de la Libye reflètent la quote-part revenant à la Société de la production vendue au cours de la période.
- 4) Reflète les actifs non productifs du secteur Sables pétrolières, 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 qui 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 des 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 pétrolières et du bitume de Fort Hills est représenté par le client final, alors que pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux de Syncrude, le point de vente est considéré comme étant le réseau commun de pétrole brut synthétique peu sulfureux d'Edmonton, en Alberta. Les charges ou les crédits qui sont exclus par l'ajustement lié aux frais de transport comprennent, notamment, les coûts liés à la vente de produits non exclusifs transportés par des pipelines ayant une capacité disponible aux termes des engagements de volume minimum.
- 7) Reflète les ajustements pour tenir compte des frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production, pour chaque type de produit brut, ainsi que les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération.
- 8) Reflète les ajustements pour tenir compte des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux qui ne sont pas directement attribuables à la production de Syncrude.
- 9) Reflète les autres actifs du secteur E&P, comme ceux en Norvège (jusqu'au quatrième trimestre de 2019) 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) Reflète les ajustements au titre des coûts de la commercialisation intersectorielle et l'incidence de la dépréciation des stocks.
- 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 non brut, du gain volumétrique associé au procédé de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.
- 14) Reflète les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux associés aux activités de la Société liées à l'approvisionnement, à la commercialisation et à l'éthanol, ainsi que certains frais généraux et frais d'administration qui ne sont pas directement attribuables à la production de raffinage.

- 15) Afin de refléter les marges de raffinage et de commercialisation qu'elle obtient, Suncor a mis au point un indice indicatif 5-2-2-1 fondé sur les données qui sont rendues publiques concernant l'établissement des prix. Cet indice interne est une valeur unique qui se rapproche de la marge brute réalisée sur cinq barils de pétrole brut de différentes qualités, lesquels sont raffinés pour produire deux barils d'essence et deux barils de distillat, ainsi qu'un baril de sous-produit. L'indice interne est calculé en déduisant la valeur brute de la charge d'alimentation des raffineries de la valeur marchande des produits raffinés, compte tenu des activités de raffinage, d'approvisionnement et de vente de la Société, mais compte non tenu de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. La valeur du produit est tributaire de la marge de craquage 2-1-1 du port de New York, de la marge de craquage 2-1-1 de Chicago, du cours de référence du WTI et du facteur saisonnier. Le facteur saisonnier constitue une estimation et rend compte de l'emplacement, de la qualité et des différences de teneur des produits raffinés qui sont commercialisés sur les principaux marchés de la Société pendant les mois d'hiver et d'été. La valeur brute est influencée par les cours de référence du SYN, du WCS et du WTI.

Notes explicatives

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

Abréviations

| | | |
|--------|---|--|
| b | – | baril |
| b/j | – | barils par jour |
| kb | – | milliers de barils |
| kb/j | – | milliers de barils par jour |
| 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 |
| WTI | – | West Texas Intermediate |
| SYN | – | cours de référence du pétrole brut synthétique |
| WCS | – | Western Canadian Select |

Conversion au système métrique

Pétrole brut, produits raffinés, etc. 1 m³ (mètre cube) = environ 6,29 barils



Suncor Énergie Inc.

150 – 6 Avenue S.W., Calgary (Alberta), Canada T2P 3E3

T: 403-296-8000

Suncor.com