

RAPPORT DE GESTION

Le 28 octobre 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 et la période de neuf mois clos le 30 septembre 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.

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

Table des matières

1. Mises en garde	9
2. Faits saillants du troisième trimestre	11
3. Information financière consolidée	13
4. Résultats sectoriels et analyse	19
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	34
6. Situation financière et situation de trésorerie	36
7. Données financières trimestrielles	40
8. Autres éléments	42
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	44
10. Abréviations courantes	50
11. Énoncés prospectifs	51

1. MISES EN GARDE

Mode de présentation

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

Toute l'information financière est présentée en dollars canadiens, sauf indication contraire. Les volumes de production sont présentés en fonction de la participation directe, avant redevances, sauf pour les volumes de production des activités de la Société en Libye, qui 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 (déficitaires), 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 d'évaluation des stocks 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 (déficitaires), 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 continues de la pandémie de COVID-19

Les activités, la situation financière et les résultats d'exploitation de Suncor pourraient souffrir considérablement des épidémies, pandémies et autres crises de santé publique, dont la pandémie de COVID-19 et l'incertitude qui perdure quant à l'ampleur et à la durée de la pandémie, qui pourraient éclater dans les régions géographiques où la Société exerce des activités ou a des fournisseurs, clients ou employés. La pandémie actuelle de COVID-19 et les mesures qui ont été et qui pourraient être adoptées par les autorités gouvernementales pour y faire face se sont notamment traduites et pourraient ultérieurement se traduire par : une volatilité accrue sur les marchés des capitaux 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 atteignions nos limites de stockage de pétrole brut et de produits pétroliers raffinés dans certaines des régions où nous sommes présents. La récente résurgence de la COVID-19 dans certaines régions et la possibilité qu'elle réapparaisse dans d'autres régions ont conduit les autorités locales à réinstaurer certaines des restrictions mentionnées ci-dessus. Cette situation accentue davantage le risque et l'incertitude entourant la durée et la gravité de la pandémie de COVID-19 et les répercussions qui en découlent sur la demande et les prix des marchandises. Une baisse prolongée de la demande et des prix de ces marchandises, ainsi que toute contrainte de stockage qui en découlerait, pourrait également nous obliger à ralentir ou à interrompre volontairement la production et à réduire le volume de produits raffinés et le taux d'utilisation des raffineries, ce qui pourrait avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation. Suncor est également assujettie à des risques liés à la santé et à la sécurité de son personnel, ainsi qu'à la possibilité que ses activités soient provisoirement interrompues ou ralenties dans les régions touchées par une flambée épidémique, 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 ont fortement plombé le cours des marchandises et des produits pétroliers et les ont exposés à une instabilité marquée. Les cours des marchandises pourraient continuer à subir des pressions pendant un certain temps, ce qui pourrait se traduire par une faiblesse et une volatilité persistantes. Il pourrait en découler une baisse ou une interruption de l'exploitation de certaines de nos installations, des cas de force majeure ou de faillite chez les acheteurs de nos produits, un manque de capacité de stockage et des perturbations des réseaux pipeliniers et des autres moyens utilisés pour acheminer nos produits, ce qui pourrait également nuire aux volumes de production ou de produits raffinés de Suncor et avoir une incidence défavorable sur nos activités, notre situation financière et nos résultats d'exploitation.

Conversions des mesures

Certains volumes de pétrole brut et de liquides de gaz naturel ont été convertis en kpi³e de gaz naturel, en supposant que six kpi³ équivalent à un baril. De plus, certains volumes de gaz naturel ont été convertis en bep ou en kbep selon le même ratio. Les unités de mesure kpi³e, bep et kbep peuvent porter à confusion, surtout si on les considère isolément. Le ratio de conversion de un baril de pétrole brut ou de liquides de gaz naturel pour six kpi³ de gaz naturel s'appuie sur une méthode de conversion d'équivalence énergétique applicable essentiellement à la pointe du brûleur et ne représente pas une équivalence de valeur à la tête du puits. Comme la valeur du ratio établi sur la base du prix courant du pétrole brut par rapport à celui du gaz naturel diffère considérablement de l'équivalence énergétique de 6:1, le ratio de conversion de 6:1 comme indice de valeur peut être trompeur.

Abréviations courantes

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

2. FAITS SAILLANTS DU TROISIÈME TRIMESTRE

- **Résultats financiers du troisième trimestre**

- Suncor a inscrit une perte d'exploitation¹⁾ de 302 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2020, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la chute de plus de 25 % des cours de référence pour le pétrole brut et des marges de craquage de référence qui a découlé principalement des répercussions de la pandémie de COVID-19. La production en amont a décliné en raison d'un incident opérationnel survenu à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et du fait que Fort Hills a continué à fonctionner avec un seul train d'extraction primaire. Le débit de traitement du brut par les raffineries a ralenti comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de travaux de maintenance planifiés et de la baisse de la demande de carburants de transport découlant de la pandémie de COVID-19. La perte d'exploitation enregistrée au troisième trimestre de 2020 a été atténuée par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liée à une baisse de la production et par la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts de la Société.
- Suncor a inscrit une perte nette de 12 M\$ (0,01 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 1,035 G\$ (0,67 \$ 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 troisième trimestre de 2020 rend compte d'un profit de change latent après impôt de 290 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. Le bénéfice net du troisième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 127 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur Exploration et production (« E&P ») par suite de la vente de certains actifs non essentiels.
- Les fonds provenant de l'exploitation¹⁾ se sont établis à 1,166 G\$ (0,76 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 2,675 G\$ (1,72 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019, et ils reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus. Suncor a enregistré des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 1,245 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, en comparaison de flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de 3,136 G\$ (2,02 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2019. En plus des facteurs qui sont mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie moins élevée liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au troisième trimestre de 2020 comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'entrée de trésorerie découle essentiellement de l'augmentation des charges à payer au deuxième trimestre de 2020, en partie contrebalancée par une hausse du montant de l'impôt sur le résultat à recevoir en raison des pertes fiscales subies, lequel devrait être reçu en 2021.
- **Maintien de la priorité accordée aux réductions de coûts structurels.** La Société a continué de réduire ses charges d'exploitation et ses dépenses en immobilisations au troisième trimestre de 2020 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent et reste en bonne voie d'atteindre son objectif de réduction des charges d'exploitation de 1 G\$ et de réduction des dépenses en immobilisations de 1,9 G\$ annoncé précédemment.
- **Achèvement de travaux de maintenance d'envergure.** Au troisième trimestre de 2020, la Société a entrepris d'importants travaux de maintenance visant ses actifs en amont et en aval, ce qui a pesé sur les volumes de production et le taux d'utilisation des raffineries. La production en amont a totalisé 616 200 bep/j pour le troisième trimestre de 2020, en baisse comparativement à 762 300 bep/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Pour sa part, le taux moyen d'utilisation des raffineries s'est établi à 87 % pour le troisième trimestre de 2020, contre 100 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La quasi-totalité des travaux de maintenance ont été achevés pendant ou après le troisième trimestre de 2020, dont les travaux de réparation entrepris à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, ce qui devrait permettre à tous les actifs de retrouver leur cadence d'exploitation normale au début de novembre 2020.

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

- **Les fonds provenant de l'exploitation dégagés par le secteur Raffinage et commercialisation ont enregistré une croissance par rapport à ceux du deuxième trimestre de 2020.** En dépit de l'incidence des travaux de maintenance planifiés, les fonds provenant de l'exploitation du secteur Raffinage et commercialisation ont augmenté pour passer de 475 M\$ pour le deuxième trimestre de 2020 à 594 M\$ pour le troisième trimestre de 2020. La capacité de la Société à réagir rapidement à l'évolution de la conjoncture lui a permis de boucler le troisième trimestre de 2020 avec un taux d'utilisation des raffineries d'environ 97 %.
- **Accélération de la production du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills.** Au cours du troisième trimestre de 2020, Suncor a entrepris le redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills. En octobre 2020, le processus de redémarrage s'est achevé et Fort Hills est en voie d'atteindre la fourchette de production brute mise à jour de 120 000 à 130 000 b/j au cours du quatrième trimestre de 2020.
- **Activités de désengorgement à Firebag.** Les travaux de maintenance devancés à Firebag étaient quasi-achevés après la clôture du troisième trimestre de 2020, ce qui permet à la Société d'intégrer et de tirer pleinement profit de ses nouveaux actifs de production de vapeur et de traitement de l'eau. Firebag effectue actuellement la remise en service de l'installation et accroît sa cadence pour atteindre la capacité de production nominale de 215 000 b/j.
- **Avancement de projets en vue de l'atteinte d'un objectif de flux de trésorerie disponibles de 2 G\$¹⁾.** La Société a continué à accélérer la transition vers son système de transport autonome par camion à Fort Hills au troisième trimestre de 2020 et s'attend à ce que le parc de véhicules fonctionne de manière totalement autonome au quatrième trimestre de 2020. Les travaux de construction des pipelines d'interconnexion reliant l'usine de base du secteur Sables pétrolifères de Suncor et Syncrude sont presque achevés et les pipelines seront mis en service au cours du quatrième trimestre de 2020. Ces pipelines bidirectionnels devraient accroître l'intégration des actifs et permettre une plus grande flexibilité opérationnelle.
- **Redistribution de valeur aux actionnaires.** Toujours aussi fermement résolue à redistribuer de la valeur à ses actionnaires, la Société a procédé à des versements de dividendes de 321 M\$ au troisième trimestre de 2020.

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

3. INFORMATION FINANCIÈRE CONSOLIDÉE

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2020	30 septembre 2019	2020	closes les 30 septembre 2019
Résultat net				
Sables pétrolifères	(531)	505	(3 503)	2 255
Exploration et production	25	219	(453)	1 167
Raffinage et commercialisation	384	668	598	2 442
Siège social et éliminations	110	(357)	(793)	(630)
Total	(12)	1 035	(4 151)	5 234
Résultat d'exploitation ¹⁾				
Sables pétrolifères	(531)	505	(2 127)	1 345
Exploration et production	25	171	(31)	910
Raffinage et commercialisation	384	668	598	2 354
Siège social et éliminations	(180)	(230)	(540)	(1 033)
Total	(302)	1 114	(2 100)	3 576
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ¹⁾				
Sables pétrolifères	556	1 606	1 257	4 656
Exploration et production	260	379	742	1 588
Raffinage et commercialisation	594	885	1 293	3 070
Siège social et éliminations	(244)	(195)	(637)	(1 049)
Total	1 166	2 675	2 655	8 265
Diminution (augmentation) du fonds de roulement hors trésorerie	79	461	(794)	(148)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 245	3 136	1 861	8 117
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ²⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	653	966	1 802	2 201
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	259	521	1 063	1 497
Total	912	1 487	2 865	3 698

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2020	30 septembre 2019	2020	closes les 30 septembre 2019
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires) ¹⁾	179	1 043	(538)	4 050

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

2) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 29 M\$ pour le troisième trimestre de 2020 et de 29 M\$ pour le troisième trimestre de 2019.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre 2019		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	
	2020	2019	2020	2019
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique (kb/j)	410,8	479,3	450,3	495,4
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	108,2	190,7	117,2	177,7
Exploration et production (kbep/j)	97,2	92,3	102,9	103,6
Total (kbep/j)	616,2	762,3	670,4	776,7
Taux d'utilisation des raffineries (%)	87	100	86	94
Pétrole brut traité par les raffineries (kb/j)	399,7	463,7	396,5	436,0

Résultat net

La Société a inscrit une perte nette consolidée de 12 M\$ pour le troisième trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 1,035 G\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La perte nette est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont entraîné la perte d'exploitation dont il est question ci-après.

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

- La Société a inscrit un profit de change latent après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 290 M\$ pour le troisième trimestre de 2020, en comparaison d'une perte de 127 M\$ pour le troisième trimestre de 2019.
- Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tenait compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels.

Rapprochement du résultat d'exploitation¹⁾

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2019		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	
	2020	2019	2020	2019
Résultat net	(12)	1 035	(4 151)	5 234
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(290)	127	253	(355)
Pertes de valeur d'actifs ²⁾	—	—	1 798	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ³⁾	—	—	—	(1 116)
Profit sur cession importante ⁴⁾	—	(48)	—	(187)
Résultat d'exploitation ¹⁾	(302)	1 114	(2 100)	3 576

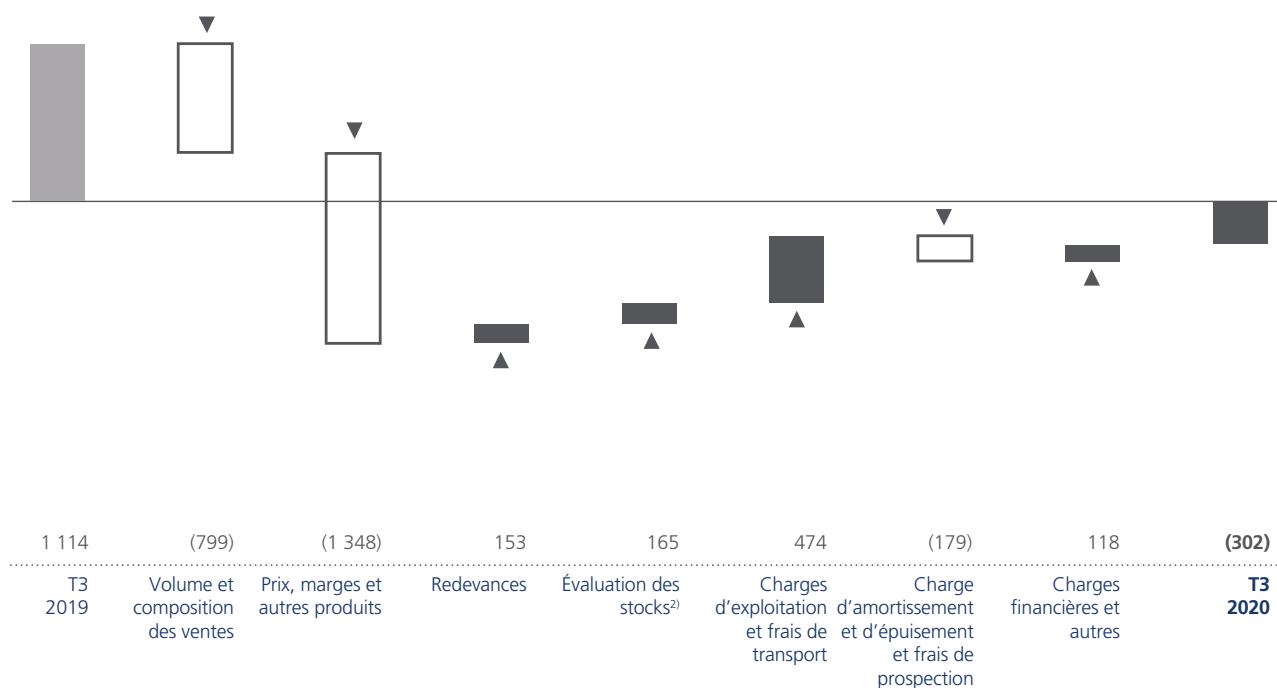
1) Le résultat d'exploitation est une mesure financière hors PCGR. Tous les éléments de rapprochement sont présentés déduction faite de l'impôt. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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 deuxième trimestre de 2019, la Société avait comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

4) Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tenait compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. Au deuxième trimestre de 2019, Suncor a vendu sa participation de 37 % dans Canbriam Energy Inc. (« Canbriam »), pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.

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.
- 2) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») et aux activités de gestion du risque marchandises à court terme présentées dans le secteur R&C, et les modifications au profit intersectoriel éliminé présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Suncor a inscrit une perte d'exploitation de 302 M\$ (0,20 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,114 G\$ (0,72 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2020, les prix obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés ont diminué considérablement par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la chute de plus de 25 % des cours de référence pour le pétrole brut et des marges de craquage de référence qui a découlé principalement des répercussions de la pandémie de COVID-19. La production en amont a décliné en raison d'un incident opérationnel survenu à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et du fait que Fort Hills a continué à fonctionner avec un seul train d'extraction primaire. Le débit de traitement du brut par les raffineries a ralenti comparativement à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de travaux de maintenance planifiés et de la baisse de la demande de carburants de transport découlant de la pandémie de COVID-19. La perte d'exploitation enregistrée au troisième trimestre de 2020 a été atténuée par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liée à une baisse de la production et par la mise en œuvre continue des mesures de réduction des coûts de la Société.

(Recouvrement) charge de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Sables pétrolifères	(6)	15	(13)	53
Exploration et production	(1)	2	(2)	6
Raffinage et commercialisation	(4)	8	(8)	30
Siège social et éliminations	(20)	27	(40)	107
Total (du recouvrement) de la charge de rémunération fondée sur des actions	(31)	52	(63)	196

L'incidence, sur les résultats, de la rémunération fondée sur des actions après impôt a représenté un recouvrement de 31 M\$ au troisième trimestre de 2020, comparativement à une charge de 52 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par le fait que le cours des actions de la Société a diminué au cours du trimestre à l'étude, tandis qu'il avait augmenté au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Contexte commercial

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

		Moyenne des trimestres clos les 30 septembre		Moyenne des périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
		2020	2019	2020	2019
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	40,95	56,45	38,30	57,05
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	43,00	61,90	40,80	64,65
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	3,50	5,20	7,35	5,45
MSW à Edmonton	\$ CA/b	51,30	68,35	44,50	69,60
WCS à Hardisty	\$ US/b	31,90	44,20	24,65	45,30
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(9,05)	(12,25)	(13,65)	(11,75)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	(2,45)	0,40	(3,20)	(0,55)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	37,55	52,00	35,30	52,80
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AEEO	\$ CA/kpi ³	2,25	0,95	2,10	1,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	43,85	46,85	46,90	57,55
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	10,20	19,70	12,40	20,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	7,75	17,05	8,10	18,00
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	12,55	23,90	14,30	24,15
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	8,55	20,00	10,20	19,90
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,76	0,74	0,75
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,76	0,75	0,76

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées reposent en général sur une estimation fondée sur les régions où la Société vend ses produits raffinés par l'intermédiaire de réseaux de vente au détail et en gros.

La pandémie de COVID-19 a occasionné une forte baisse de la demande de pétrole brut et de produits raffinés, ce qui a entraîné une diminution de plus de 25 % des cours de référence du pétrole brut et des marges de craquage de référence par rapport au troisième trimestre de l'exercice précédent.

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2020 reflètent une baisse considérable du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 40,95 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 56,45 \$ US/b au troisième trimestre de 2019. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a diminué pour s'établir à 51,30 \$/b au troisième trimestre de 2020, alors qu'il était de 68,35 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a diminué pour s'établir à 31,90 \$ US/b en moyenne au troisième trimestre de 2020, alors qu'il était de 44,20 \$ US/b au troisième trimestre de l'exercice précédent.

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

Mexique, peuvent aussi influencer sur les prix obtenus pour le bitume. La Société met à profit son expertise commerciale et son réseau logistique pour optimiser la capacité de stockage de son infrastructure médiane sur la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui se reflète dans les prix qu'elle obtient pour le bitume. Au troisième trimestre de 2020, le rétrécissement des écarts de prix du pétrole brut lourd a eu une incidence favorable sur les prix du bitume.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant des actifs des secteurs E&P Canada et E&P International est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a diminué pour s'établir à 43,00 \$ US/b au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 61,90 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 2-1-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats. Les marges de craquage du marché sont établies en fonction des contrats cotés à un mois pour le WTI et les prix au comptant de l'essence et du diesel et ne reflètent pas nécessairement les marges obtenues dans une raffinerie donnée. Les marges de raffinage et de commercialisation obtenues par Suncor sont influencées par les coûts réels des charges d'alimentation en brut, la configuration de la raffinerie, la composition de l'assortiment de produits et les prix de marché obtenus dans le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor.

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

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

Au troisième trimestre de 2020, les marges de craquage de référence 2-1-1 ont diminué considérablement par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la baisse de la demande de carburants de transport. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 16,80 \$ US/b pour le troisième trimestre de 2020, contre 24,40 \$ US/b pour troisième trimestre de 2019, ce qui s'explique par la diminution des marges de craquage de référence et le rétrécissement des écarts de prix du brut.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 2,25 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2020, en hausse comparativement à 0,95 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les activités du secteur Sables pétrolifères de Suncor et par Fort Hills est vendu à l'Alberta Electric System Operator, et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 43,85 \$/MWh au troisième trimestre de 2020, a diminué par rapport à celui de 46,85 \$/MWh enregistré au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La majeure partie des produits de Suncor qui proviennent des ventes de marchandises pétrolières et gazières reflètent des prix déterminés par les cours de référence en dollars américains ou en fonction de ceux-ci, tandis que la majeure partie des dépenses de Suncor sont engagées en dollars canadiens. Le dollar canadien s'est affaibli au troisième trimestre de 2020, le

taux de change moyen ayant diminué pour s'établir à 0,75 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,76 \$ US pour un dollar canadien au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette baisse du taux de change a eu une incidence positive sur les prix obtenus par la Société au troisième trimestre de 2020 par rapport à ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 64 % de sa dette, qui sont libellés en dollars américains et convertis dans la monnaie de présentation de Suncor (le dollar canadien) à chaque date de clôture. Une diminution de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain d'une date de clôture à l'autre a pour effet d'augmenter le montant requis en dollars canadiens pour régler les obligations libellées en dollars américains, tandis qu'une augmentation de la valeur du dollar canadien par rapport au dollar américain a pour effet de diminuer le montant en dollars canadiens requis pour régler les obligations libellées en dollars américains.

4. RÉSULTATS SECTORIELS ET ANALYSE

SABLES PÉTROLIFÈRES

Principales données financières

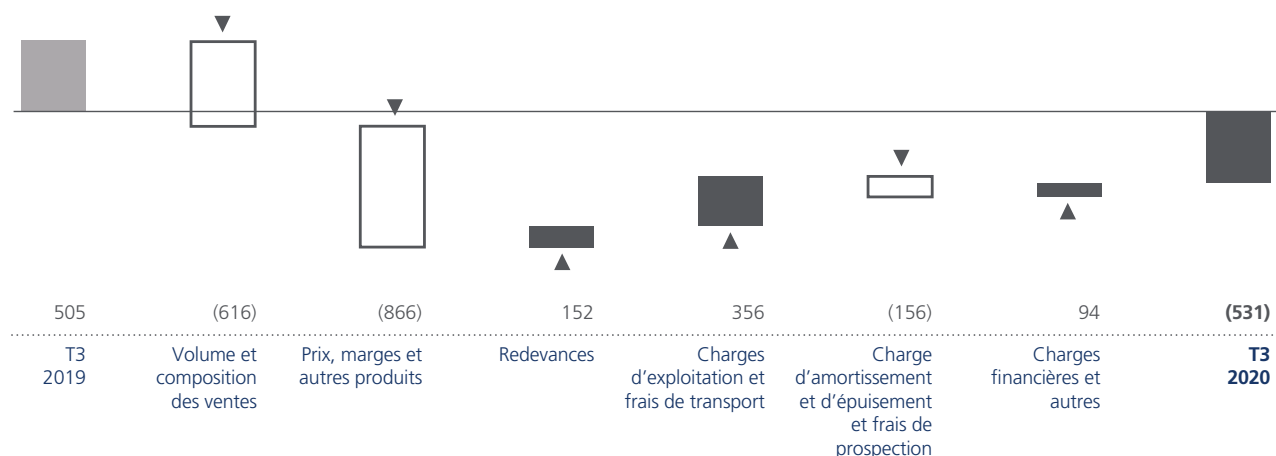
(en millions de dollars)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
Produits bruts	2 567	4 601	7 536	13 922
Moins les redevances	(36)	(235)	(77)	(774)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	2 531	4 366	7 459	13 148
Résultat net	(531)	505	(3 503)	2 255
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Pertes de valeur ¹⁾	—	—	1 376	—
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	—	(910)
Résultat d'exploitation ³⁾	(531)	505	(2 127)	1 345
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	556	1 606	1 257	4 656

1) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Fort Hills en raison d'une diminution des cours prévus du pétrole brut consécutive à une baisse de la demande mondiale attribuable à la pandémie de COVID-19 et aux modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production.

2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société avait comptabilisé un recouvrement d'impôt différé de 910 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

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

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 de gestion pour une explication de l'analyse de rapprochement.

Pour le troisième trimestre de 2020, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 531 M\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 505 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique essentiellement par une baisse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant diminué d'environ 25 % par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la pandémie de COVID-19, par la baisse des volumes de production attribuable à un incident opérationnel survenu à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et du fait que Fort Hills continue de fonctionner avec un seul train d'extraction primaire, ainsi que par la hausse de la charge d'amortissement et d'épuisement. Ces facteurs ont été en partie contrebalancés par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux attribuable à une baisse de la production et aux mesures de réduction des coûts continues de la Société, et par la diminution des redevances.

Volumes de production ¹⁾²⁾

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Production de pétrole brut synthétique et de diesel	421,1	490,0	461,2	506,6
Diesel consommé à l'interne	(10,3)	(10,7)	(10,9)	(11,2)
Production valorisée	410,8	479,3	450,3	495,4
Production de bitume non valorisé	108,2	190,7	117,2	177,7
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	519,0	670,0	567,5	673,1

- 1) La production de bitume de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères est valorisée, tandis que la production de bitume issue des activités *in situ* est soit valorisée, soit vendue directement aux clients, y compris aux raffineries de Suncor, avec un rendement du pétrole brut synthétique et du diesel d'environ 79 % de la charge d'alimentation en bitume. La production de bitume fini de Fort Hills est vendue directement aux clients, y compris aux raffineries qui appartiennent à Suncor. La quasi-totalité du bitume produit à Syncrude est valorisé et transformé en pétrole brut synthétique peu sulfureux et en une petite quantité de diesel, selon un rendement approximatif de 85 %.
- 2) À partir du deuxième trimestre de 2020, en raison de l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes de production afin de regrouper la production de chaque actif dans les catégories « Production valorisée » ou « Production de bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les volumes de production globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.

La production de pétrole brut synthétique a diminué pour s'établir à 410 800 b/j au troisième trimestre de 2020 à raison d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 75 %, contre 479 300 b/j au troisième trimestre de 2019 à raison d'un taux d'utilisation combinée des installations de valorisation de 87 %, les deux périodes ayant subi l'incidence de travaux de maintenance planifiés à Syncrude et dans le secteur Sables pétrolifères. Le troisième trimestre de 2020 a également été marqué par un incident opérationnel survenu aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. La production de bitume extrait a remonté à 165 000 b/j environ deux semaines après l'incident, la production ayant fait l'objet de restrictions visant à gérer la qualité du bitume provenant des installations de valorisation. Après la clôture du troisième trimestre de 2020, les travaux étaient quasi-achevés et la production devrait reprendre à plein régime d'ici le début de novembre 2020. Pour atténuer les répercussions de cette situation, la Société a détourné la production de bitume de Firebag vers les installations de valorisation afin de maximiser les volumes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée. En conséquence, la production du secteur Sables pétrolifères a également souffert de la perte de rendement associée à la conversion du bitume *in situ* en pétrole brut synthétique.

La production de bitume non valorisé a fléchi pour s'établir à 108 200 b/j au troisième trimestre de 2020, contre 190 700 b/j au troisième trimestre de 2019, en raison de la réaffectation du bitume provenant de Firebag aux installations de valorisation en vue de maximiser la valeur plutôt que le volume et du fait que Fort Hills a continué de fonctionner avec un seul train d'extraction primaire tout au long du troisième trimestre de 2020. À la fin du troisième trimestre de 2020, la Société a devancé les travaux de maintenance initialement prévus à Firebag pour 2022. Elle souhaite ainsi accroître la capacité de l'installation grâce à l'aménagement de nouvelles infrastructures de traitement des émulsions et de production de vapeur, tout en remédiant aux contraintes qui se sont développées au cours du trimestre. Ces travaux étaient quasi-achevés après la clôture du troisième trimestre de 2020.

Suncor a entrepris le redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills au troisième trimestre de 2020. Après la clôture du trimestre, Fort Hills devrait atteindre sa fourchette de production mise à jour de 120 000 b/j à 130 000 b/j au cours du quatrième trimestre de 2020. Il pourrait en découler une amélioration de la rentabilité grâce à l'optimisation du parc de véhicules miniers, dont la mise en œuvre complète d'un parc de camions autonomes d'ici la fin de 2020. À ce taux de production initial, Suncor prévoit de récupérer environ 90 % des réductions de coûts estimées.

Volume des ventes¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Pétrole brut synthétique et diesel	420,1	483,1	458,4	495,6
Bitume non valorisé	119,1	201,8	121,0	177,1
Total	539,2	684,9	579,4	672,7

1) À partir du deuxième trimestre de 2020, en raison de l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation de ses volumes des ventes afin de regrouper les ventes de chaque actif dans les catégories « Pétrole brut synthétique et diesel » ou « Bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que le volume des ventes global s'en trouve modifié. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.

Au troisième trimestre de 2020, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel a diminué pour s'établir à 420 100 b/j, en comparaison de 483 100 b/j au troisième trimestre de 2019, ce qui reflète la baisse de la production, en partie contrebalancée par un prélèvement sur les stocks.

Le volume des ventes de bitume non valorisé s'est établi à 119 100 b/j au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 201 800 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la production, en partie contrebalancés par un prélèvement sur les stocks.

Prix obtenus¹⁾

Déduction faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2020	2019	2020	2019
Pétrole brut synthétique et diesel	46,18	69,63	42,45	70,57
Bitume non valorisé ²⁾	24,28	47,11	19,83	48,69
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	41,34	63,00	37,73	64,82
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(13,19)	(11,28)	(14,10)	(11,25)

1) À partir du deuxième trimestre de 2020, en raison de l'intégration croissante des actifs de la Société, celle-ci a revu la présentation des prix obtenus afin de regrouper les prix obtenus pour chaque actif dans les catégories « Pétrole brut synthétique et diesel » ou « Bitume non valorisé », de manière à mieux refléter l'intégration de ses actifs sans que les prix obtenus globaux s'en trouvent modifiés. Les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour pour refléter ce changement.

2) À partir du deuxième trimestre de 2020, la Société a revu les prix obtenus pour le bitume non valorisé afin d'intégrer les activités médianes mises à profit pour optimiser sa capacité logistique et de refléter plus fidèlement la performance du flux de produits. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

Au troisième trimestre de 2020, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères continuent de refléter l'incidence de la baisse de la demande qui a découlé des répercussions de la pandémie de COVID-19.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont diminué au troisième trimestre de 2020 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et du fléchissement global du volume des ventes.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères a diminué considérablement au troisième trimestre de 2020 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent, tel qu'il est précisé ci-dessous. Se reporter au rapprochement des charges d'exploitation décaissées présenté ci-après pour plus de précisions concernant les charges d'exploitation décaissées et une répartition des coûts non liés à la production par actif.

Au troisième trimestre de 2020, l'aide consentie dans le cadre du programme de subvention salariale d'urgence du Canada (« SSUC ») mis en place par le gouvernement fédéral, de même que les coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et les coûts supplémentaires engagés en réaction à la pandémie de COVID-19 ont été intégrés dans les charges d'exploitation et les frais de transport par actif. À des fins de comparaison, ces recouvrements et ces montants n'ont toutefois pas été intégrés aux charges d'exploitation décaissées par baril.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont diminué par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de la baisse du volume des ventes et des mesures de réduction des coûts et de la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés, en partie contrebalancées par une hausse du coût du gaz naturel.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont diminué au troisième trimestre de 2020 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement des économies de coûts liées au passage à un seul train d'extraction primaire.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude au troisième trimestre de 2020 a diminué par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait essentiellement des mesures de réduction des coûts et de la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance planifiés.

La charge d'amortissement et d'épuisement du troisième trimestre de 2020 a augmenté par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison d'une hausse du montant décomptabilisé au titre des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation au troisième trimestre de 2020.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	2020
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 650	2 009	5 430	6 042
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 000	1 156	3 278	3 496
Coûts non liés à la production ²⁾	5	(73)	(90)	(168)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(54)	(64)	(193)	(181)
Variations des stocks	(1)	19	(75)	16
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	950	1 038	2 920	3 163
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères ⁴⁾⁵⁾ (kb/j)	325,6	423,9	369,8	412,8
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	31,75	26,60	28,80	28,10
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	130	224	598	673
Coûts non liés à la production ²⁾	(8)	(23)	(45)	(95)
Variations des stocks	15	(10)	(37)	5
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	137	191	516	583
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	42,6	85,5	56,8	84,4
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	35,20	24,25	33,25	25,30
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	520	629	1 554	1 873
Coûts non liés à la production ²⁾	(11)	(38)	(47)	(121)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾⁶⁾	509	591	1 507	1 752
Volumes de production de Syncrude ⁴⁾⁵⁾ (kb/j)	161,1	162,3	151,7	177,6
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	34,35	39,65	36,25	36,15

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

2) Les coûts significatifs non liés à la production comprennent, sans s'y limiter, les charges de rémunération fondée sur des actions et les frais de recherche. De plus, les coûts non liés à la production pour 2020 tiennent compte des coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et des coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19. Les coûts non liés à la production du deuxième et du troisième trimestre de 2020 comprennent l'allègement prévu par le programme de SSUC. En outre, les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills comprennent notamment les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables pétrolifères, au coût de production.

3) Les coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts du secteur Sables pétrolifères rendent compte notamment de l'incidence, sur les produits d'exploitation, de l'énergie excédentaire produite par une unité de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers traitant.

4) Le secteur Sables pétrolifères et Syncrude produisent tous deux du diesel destiné à être consommé à l'interne dans le cadre des activités minières, tandis que Fort Hills et Syncrude utilisent le diesel produit à l'interne par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères aux fins de leurs activités minières. Au troisième trimestre de 2020, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 7 700 b/j de diesel consommés à l'interne, dont

6 100 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 1 000 b/j par Fort Hills et 600 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 600 b/j de diesel consommés à l'interne.

- 5) Depuis le premier trimestre de 2020, les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont établies en fonction des volumes de production, lesquels comprennent le diesel consommé à l'interne issu de la production de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et le diesel consommé à Fort Hills, à Syncrude et par le secteur Sables pétrolifères, alors que les volumes de production des périodes précédentes excluaient le diesel consommé à l'interne par le secteur Sables pétrolifères. Les chiffres des périodes précédentes n'ont pas été retraités étant donné l'incidence négligeable de ce changement de présentation. En outre, depuis le premier trimestre de 2020, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude sont établies en fonction des volumes de production, lesquels comprennent le diesel consommé à l'interne, tandis que les volumes de production des périodes précédentes excluaient le diesel consommé à l'interne. Les chiffres des périodes précédentes n'ont pas été retraités étant donné l'incidence négligeable de ce changement de présentation.
- 6) À partir 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 refléter le changement.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères¹⁾ ont augmenté pour s'établir à 31,75 \$ au troisième trimestre de 2020, contre 26,60 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui reflète principalement la diminution des volumes de production et la hausse du coût du gaz naturel, ainsi que les coûts liés à un assortiment de produits davantage axé vers des ventes de pétrole brut synthétique à valeur plus élevée mais plus coûteux, en partie contrebalancés par la diminution des coûts liés aux travaux de maintenance et les réductions de coûts. Au troisième trimestre, les coûts non liés à la production, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, ont été moins élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait principalement de la SSUC, facteur en partie contrebalancé par les coûts de mise en veilleuse et les coûts engagés en réaction à la COVID-19.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills¹⁾ se sont établies à 35,20 \$ au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 24,25 \$ au troisième trimestre de l'exercice précédent, du fait que Fort Hills a continué de fonctionner avec un seul train d'extraction primaire, facteur en partie contrebalancé par une réduction importante des coûts. La diminution des coûts non liés à la production est attribuable essentiellement à la SSUC, en partie contrebalancée par des coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude¹⁾ se sont établies à 34,35 \$ au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 39,65 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est surtout attribuable aux mesures de réduction des coûts et à la baisse des coûts liés aux travaux de maintenance. La diminution des coûts non liés à la production est attribuable essentiellement à la SSUC.

Résultats des neuf premiers mois de 2020

Pour les neuf premiers mois de 2020, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte nette de 3,503 G\$, comparativement à un bénéfice net de 2,255 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, la perte nette des neuf premiers mois de 2020 tient compte de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie de 1,376 G\$ après impôt. Le bénéfice net du trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 910 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

Pour les neuf premiers mois de 2020, le secteur Sables pétrolifères a inscrit une perte d'exploitation de 2,127 G\$, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 1,345 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. La perte d'exploitation enregistrée par le secteur Sables pétrolifères pour les neuf premiers mois de 2020 est principalement attribuable à une baisse marquée des prix obtenus pour le pétrole brut, à une baisse des volumes de production et à une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancées par la diminution des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dont il est question ci-dessous, des frais de transport et des redevances. La baisse des prix obtenus pour le pétrole brut et des volumes de production découle de la diminution de la demande de pétrole brut attribuable à la pandémie de COVID-19 et aux problèmes liés à l'offre qui ont découlé des décisions prises par l'OPEP+ plus tôt en 2020.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont établis à 1,257 G\$ pour les neuf premiers mois de 2020, comparativement à 4,656 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019. Cette baisse est attribuable aux mêmes facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Les charges d'exploitation décaissées par baril du secteur Sables pétrolifères se sont établies en moyenne à 28,80 \$ pour les neuf premiers mois de 2020, par rapport à 28,10 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2019, ce qui reflète la baisse des volumes de production et la hausse du coût du gaz naturel, en partie contrebalancées par la diminution des coûts liés

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

aux travaux de maintenance et par d'autres mesures de réduction des coûts. 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 synthétique à valeur plus élevée, mais plus coûteux, au détriment de la production de bitume moins coûteux, mais moins lucratif.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 33,25 \$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 25,30 \$ pour les neuf premiers mois de 2019, la période à l'étude reflétant la baisse de la production découlant du passage temporaire à un seul train d'extraction primaire, facteur en partie contrebalancé par une réduction des coûts. Les résultats du deuxième trimestre de l'exercice précédent reflétaient la pleine cadence de production, bien que le volume de production ait été limité du fait des réductions de production obligatoires du gouvernement de l'Alberta.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies à 36,25 \$ pour les neuf premiers mois de 2020, ce qui est comparable à celles de 36,15 \$ inscrites pour les neuf premiers mois de 2019.

Travaux de maintenance planifiés

Des travaux de maintenance prévus pour le quatrième trimestre de 2020 visent notamment l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et Firebag. À Firebag, les travaux initialement prévus pour 2022 ont été devancés pour coïncider avec l'aménagement de la nouvelle infrastructure de traitement des émulsions et de production de vapeur. Après la clôture du troisième trimestre de 2020, les travaux de maintenance à Firebag et les travaux de remise en état à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères étaient quasi-achevés et la production devrait retrouver une cadence normale d'ici le début de novembre 2020. Les prévisions de la Société pour 2020 tiennent compte de l'incidence prévue de ces travaux de maintenance sur la production.

EXPLORATION ET PRODUCTION

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2020	30 septembre 2019	2020	30 septembre 2019
Produits bruts ¹⁾	512	681	1 344	2 461
Moins les redevances ¹⁾	(30)	(32)	(58)	(219)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	482	649	1 286	2 242
Résultat net	25	219	(453)	1 167
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ²⁾	—	—	—	(70)
Dépréciation d'actifs ³⁾	—	—	422	—
Profit à la cession d'actifs ⁴⁾	—	(48)	—	(187)
Résultat d'exploitation ⁵⁾	25	171	(31)	910
Fonds provenant de l'exploitation ⁵⁾	260	379	742	1 588

- 1) La production, les produits et les redevances liés aux activités de la Société en Libye sont présentés selon un prix raisonnable dans la rubrique « Exploration et production » du présent rapport de gestion et excluent une majoration équivalente et compensatoire des produits et des redevances de 65 M\$ pour le troisième trimestre de 2019 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société. Au troisième trimestre de 2020, aucune vente liée à la Libye n'a été prise en compte dans la production, les produits et les redevances.
- 2) Au deuxième trimestre de 2019, la Société avait comptabilisé dans le secteur E&P un recouvrement d'impôt différé de 70 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.
- 3) Au premier trimestre de 2020, la Société a comptabilisé des pertes de valeur hors trésorerie après impôt totalisant 422 M\$ liées à sa quote-part des actifs de White Rose et de Terra Nova en raison d'une diminution des prix du pétrole brut prévus attribuable à une baisse de la demande mondiale découlant de la pandémie de COVID-19 et aux modifications à leurs plans respectifs en matière d'immobilisations, d'exploitation et de production.
- 4) Le résultat net du troisième trimestre de 2019 tenait compte d'un profit après impôt de 48 M\$ comptabilisé par le secteur E&P par suite de la vente de certains actifs non essentiels. Au deuxième trimestre de 2019, Suncor avait vendu sa participation de 37 % dans Canbriam, pour un produit total et un profit équivalent de 151 M\$ (139 M\$ après impôt). La valeur de cette participation avait précédemment été ramenée à zéro au quatrième trimestre de 2018 à la suite de l'évaluation par la Société des prix à terme du gaz naturel et de l'incidence sur les flux de trésorerie futurs estimatifs.
- 5) Mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

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


171	17	(148)	1	10	(17)	(9)	25
T3 2019	Volume et composition des ventes	Prix, marges et autres produits	Redevances	Charges d'exploitation et frais de transport	Charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection	Charges financières et autres	T3 2020

- 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.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 25 M\$ pour le troisième trimestre de 2020, en baisse comparativement à celui de 171 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une diminution importante des prix obtenus pour le pétrole brut en raison de la pandémie de COVID-19, qui ont donné lieu à une diminution de plus de 25 % des cours de référence du pétrole brut et à une augmentation de la charge d'amortissement et d'épuisement, en partie contrebalancées par la hausse du volume des ventes.

Volumes de production¹⁾

	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
E&P Canada (kb/j)	57,1	49,6	60,6	56,6
E&P International (kbep/j)	40,1	42,7	42,3	47,0
Production totale (kbep/j)	97,2	92,3	102,9	103,6
Total des volumes de ventes (kbep/j)	96,0	92,5	103,9	103,4

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

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 57 100 b/j au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 49 600 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cet accroissement des volumes de production au troisième trimestre de 2020 est principalement attribuable à l'amélioration de la fiabilité à Hibernia et à la hausse de la production à Hebron, alors que six nouveaux puits productifs sont graduellement entrés en service depuis le troisième trimestre de 2019, partiellement contrebalancées par la baisse des volumes à Terra Nova, qui demeure hors service.

La Société exerce une gestion rigoureuse de ses dépenses en immobilisations en entreprenant des activités destinées à maintenir prudemment à quai son unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et en reportant le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif jusqu'à ce qu'elle trouve une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif est soumis à l'évaluation de toutes les parties prenantes afin de déterminer la meilleure façon de récupérer les ressources résiduelles du gisement Terra Nova. L'exploitant du projet d'extension ouest de White Rose a annoncé l'annulation des travaux de construction pour 2021 et a placé le projet en suspens.

La production du secteur E&P International s'est établie à 40 100 bep/j au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 42 700 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution enregistrée au troisième trimestre de 2020 reflète la déplétion naturelle au Royaume-Uni, de même que le fait qu'il n'y a eu aucun chargement en Lybie, facteurs en partie contrebalancés par la hausse de la production provenant du projet Oda.

Le volume des ventes du secteur E&P a augmenté pour s'établir à 96 000 bep/j au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 92 500 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui est proportionnel à l'augmentation de la production.

Prix obtenus

	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances				
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	56,21	79,39	48,25	85,04
E&P International (\$/bep)	54,06	75,10	49,53	82,17

Les prix obtenus au troisième trimestre de 2020 pour la production d'E&P Canada et d'E&P International ont été moins élevés que ceux obtenus au troisième trimestre de l'exercice précédent. Le troisième trimestre de 2020 reflète l'incidence de l'importante baisse des cours de référence du pétrole brut et de la demande pour le pétrole brut qui a découlé de la pandémie de COVID-19. Cette baisse a été partiellement contrebalancée par l'expertise de Suncor en matière de

commercialisation et de logistique, la Société ayant réussi à générer une valeur ajoutée en optimisant le calendrier des ventes acheminées par navire et en augmentant sa présence sur les marchés.

Redevances

Les redevances du secteur E&P pour le troisième trimestre de 2020 ont été moins élevées que celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la baisse des prix obtenus.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et les frais de transport du troisième trimestre de 2020 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement du troisième trimestre de 2020 a augmenté par rapport au troisième trimestre de 2019, en raison principalement de la hausse des volumes de production.

Les frais de prospection du troisième trimestre de 2020 ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultats des neuf premiers mois de 2020

Le secteur E&P a inscrit une perte nette de 453 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison d'un bénéfice net de 1,167 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, la perte nette des neuf premiers mois de 2020 tient compte de pertes de valeur d'actifs hors trésorerie après impôt totalisant 422 M\$ liées à la quote-part de la Société des actifs de White Rose et de Terra Nova découlant 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. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2019 tenait compte d'un profit après impôt de 139 M\$ découlant de la vente de la participation de la Société dans Canbriam, d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 70 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %, et d'un profit après impôt de 48 M\$ lié à la vente de certains actifs non essentiels au troisième trimestre de 2019.

Le secteur E&P a inscrit une perte d'exploitation de 31 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison d'un bénéfice d'exploitation de 910 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019, ce qui s'explique principalement par une diminution importante des prix obtenus pour le pétrole brut en raison de la pandémie de COVID-19 et de l'approvisionnement excédentaire mondial des stocks, ainsi que par l'absence d'un produit d'assurance lié aux actifs de la Société en Libye comme celui qui avait été comptabilisé pour les neuf premiers mois de l'exercice précédent, facteurs qui ont été en partie contrebalancés par la diminution des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 742 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 1,588 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Travaux de maintenance planifiés à l'égard des actifs exploités

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au quatrième trimestre de 2020.

RAFFINAGE ET COMMERCIALISATION

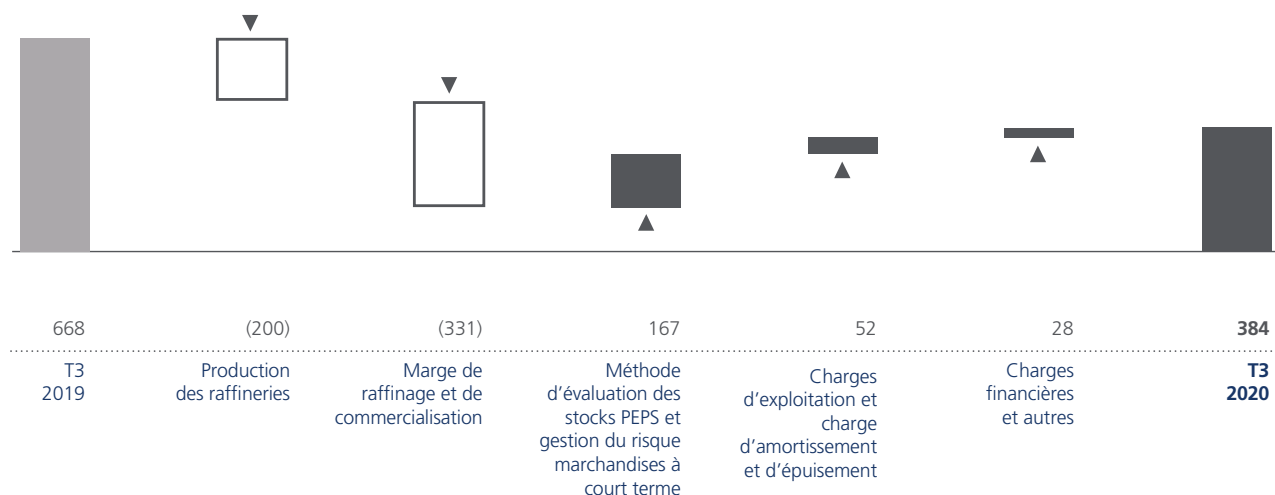
Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les	
	2020	2019	2020	2019
Produits d'exploitation	4 050	5 929	11 396	16 759
Résultat net	384	668	598	2 442
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	—	(88)
Résultat d'exploitation ²⁾	384	668	598	2 354
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	594	885	1 293	3 070

1) Au deuxième trimestre de 2019, la Société avait comptabilisé dans le secteur R&C un recouvrement d'impôt différé de 88 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

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

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.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 384 M\$ pour le troisième trimestre de 2020, en comparaison de 668 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette diminution s'explique principalement par les marges de raffinage et de commercialisation moins élevées en raison de la baisse marquée des marges de craquage de référence et de la baisse du débit de traitement du brut et des ventes de produits raffinés en raison de l'achèvement des travaux de maintenance planifiés et de la baisse de la demande de carburants de transport attribuable à la pandémie de COVID-19. Le résultat d'exploitation reflète également l'incidence favorable d'un profit de 164 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une hausse des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés au cours du troisième trimestre de 2020, en comparaison d'une perte de 30 M\$ après impôt liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volumes

	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	208,7	209,5	197,0	198,6
Ouest de l'Amérique du Nord	191,0	254,2	199,5	237,4
Total	399,7	463,7	396,5	436,0
Taux d'utilisation des raffineries ¹⁾ (%)				
Est de l'Amérique du Nord	94	94	89	89
Ouest de l'Amérique du Nord	80	106	83	99
Total	87	100	86	94
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	233,4	256,8	214,5	246,3
Distillat	220,6	230,8	213,2	219,6
Autres	80,0	84,4	73,9	75,1
Total	534,0	572,0	501,6	541,0
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS ^{2),3)} (\$/b)	30,75	35,65	25,10	42,05
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ^{2),3)} (\$/b)	25,00	36,10	29,95	36,90
Charges d'exploitation de raffinage ²⁾ (\$/b)	5,40	4,90	5,60	5,45

1) Le taux d'utilisation des raffineries représente la quantité de pétrole brut et de liquides de gaz naturel traitée par les unités de distillation de pétrole brut, exprimée en pourcentage de la capacité nominale de ces unités.

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

3) 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.

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est établi à 399 700 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 87 % au troisième trimestre de 2020, contre un débit de traitement du brut de 463 700 b/j et un taux d'utilisation de 100 % au troisième trimestre de 2019, la diminution étant attribuable à l'achèvement de travaux de maintenance planifiés d'une durée de huit semaines à la raffinerie d'Edmonton et à la baisse de la demande pour les produits raffinés au cours du troisième trimestre de 2020 qui a découlé de la pandémie de COVID-19.

Les ventes de produits raffinés ont diminué au troisième trimestre de 2020 pour s'établir à 534 000 b/j, en comparaison de 572 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la pandémie de COVID-19.

Marges de raffinage et de commercialisation

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

- Calculées selon la méthode DEPS¹⁾, les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué pour s'établir à 25,00 \$/b au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 36,10 \$/b inscrites pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de la baisse de la demande et des cours de référence par suite de la pandémie de COVID-19. Les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor ont diminué d'environ 30 % par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, tandis que les marges de craquage ont fléchi d'environ 50 % pour la même période, ce qui reflète le fait que les avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor ont permis à la Société de traiter du pétrole brut lourd à prix réduit, son expertise en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de son réseau de vente au détail et en gros intégré.

1) La méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

- Calculées selon la méthode PEPS, les marges de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 30,75 \$/b au troisième trimestre de 2020, en baisse comparativement à celles de 35,65 \$/b inscrites au troisième trimestre de l'exercice précédent, en raison des mêmes facteurs dont il est question ci-dessus et de l'incidence de la méthode d'évaluation des stocks PEPS. Au troisième trimestre de 2020, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS¹⁾, a eu une incidence positive sur les résultats de la société de 164 M\$ après impôt pour le trimestre à l'étude, alors qu'elle a eu une incidence négative sur le résultat d'exploitation de 30 M\$ après impôt pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence favorable de 167 M\$ après impôt d'un trimestre à l'autre, compte tenu de l'incidence des activités de gestion du risque marchandises à court terme.

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation ont été moins élevées au troisième trimestre de 2020 qu'au troisième trimestre de 2019, en raison surtout de l'incidence des mesures de réduction des coûts de la Société, de la SSUC et d'une diminution des frais variables liés au fléchissement des volumes de production et du volume des ventes. Les charges d'exploitation de raffinage¹⁾ par baril se sont établies à 5,40 \$ au troisième trimestre de 2020, comparativement à 4,90 \$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation découle surtout de la baisse du débit de traitement et du volume des ventes.

La charge d'amortissement et d'épuisement du troisième trimestre de 2020 a été comparable à celle du deuxième trimestre de l'exercice précédent.

Résultats des neuf premiers mois de 2020

Le secteur R&C a inscrit un résultat net de 598 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, contre 2,442 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net des neuf premiers mois de 2019 tenait compte d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 88 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 598 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 2,354 G\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice précédent. Ce recul est attribuable à une perte liée à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une baisse marquée des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour lequel un profit découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS avait été comptabilisé. Le résultat d'exploitation pour les neuf premiers mois de 2020 ont également été touchés par une diminution des marges de raffinage et de commercialisation découlant de la baisse des marges de craquage de référence du fait de la pandémie de COVID-19. Au cours des neuf premiers mois de 2020, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, a eu une incidence négative sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de 428 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence positive de 477 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2019.

Pour les neuf premiers mois de 2020, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 1,293 G\$, en baisse comparativement à ceux de 3,070 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois de 2019, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus.

Travaux de maintenance planifiés

La Société a mené à bien la totalité des travaux de maintenance planifiés aux raffineries pour 2020, et elle ne prévoit pas mener de travaux de maintenance majeurs au cours du quatrième trimestre de 2020.

1) Les charges d'exploitation de raffinage est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

SIÈGE SOCIAL ET ÉLIMINATIONS

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
Résultat net	110	(357)	(793)	(630)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Incidence des ajustements du taux d'imposition sur l'impôt différé ¹⁾	—	—	—	(48)
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	(290)	127	253	(355)
Résultat d'exploitation ²⁾	(180)	(230)	(540)	(1 033)
<i>Siège social</i>	(203)	(255)	(654)	(818)
<i>Éliminations</i>	23	25	114	(215)
Fonds affectés à de l'exploitation ²⁾	(244)	(195)	(637)	(1 049)

1) Au deuxième trimestre de 2019, la Société avait comptabilisé dans le secteur Siège social et éliminations un recouvrement d'impôt différé de 48 M\$ lié à la quasi-adoption par le gouvernement de l'Alberta d'une loi visant à réduire de façon progressive le taux d'imposition des sociétés de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

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

Le secteur Siège social a inscrit une perte d'exploitation de 203 M\$ au troisième trimestre de 2020, en comparaison d'une perte d'exploitation de 255 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse de la perte d'exploitation s'explique essentiellement par un recouvrement de rémunération fondée sur des actions au cours du trimestre à l'étude, comparativement à une charge de rémunération fondée sur des actions pour la période précédente, facteur en partie contrebalancé par une perte de change liée aux activités d'exploitation, comparativement à un profit de change lié aux activités d'exploitation pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, et par la hausse des charges d'intérêts découlant de l'augmentation de la dette en 2020. Au troisième trimestre de 2020, les coûts d'emprunt de Suncor incorporés au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours ont été comparables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en pétrole brut ont été vendus à des tiers. Le profit réalisé pour le troisième trimestre de 2020 a été comparable à celui du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 244 M\$ au troisième trimestre de 2020, en comparaison de 195 M\$ au troisième trimestre de 2019; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions.

Résultats des neuf premiers mois de 2020

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 793 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 630 M\$ pour les neuf premiers mois de 2019. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, la perte nette des neuf premiers mois de 2020 tient compte d'une perte de change latente après impôt de 253 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains. La perte nette des neuf premiers mois de 2019 tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 355 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un recouvrement d'impôt différé non récurrent de 48 M\$ lié à la réduction progressive du taux d'imposition des sociétés en Alberta de 2019 à 2022 pour le faire passer de 12 % à 8 %.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 540 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 1,033 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019. La diminution de la perte s'explique par le fait qu'un profit a

été réalisé dans les stocks intragroupe au cours de l'exercice à l'étude, tandis qu'un profit intragroupe avait été éliminé à la période correspondante de l'exercice précédent, de même que par un recouvrement de rémunération fondée sur des actions au cours de l'exercice à l'étude, comparativement à une charge de rémunération fondée sur des actions pour la période correspondante de l'exercice précédent. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par l'augmentation des charges d'intérêts liée au solde de la dette plus élevé en 2020. La réalisation d'un profit intragroupe s'explique par la baisse des prix obtenus pour la production du secteur Sables pétrolifères, les charges d'alimentation à forte marge des raffineries en pétrole brut provenant du secteur Sables pétrolifères ayant été vendues et remplacées par des charges d'alimentation à faible marge. Au cours des neuf premiers mois de 2020, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 94 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison d'une tranche de 85 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2019.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 637 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en comparaison de 1,049 G\$ pour les neuf premiers mois de 2019; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur la perte d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la rémunération fondée sur des actions.

5. MISE À JOUR CONCERNANT LES DÉPENSES EN IMMOBILISATIONS

Dépenses en immobilisations et frais de prospection par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois	
	2020	30 septembre 2019	2020	30 septembre 2019
Sables pétrolifères	661	1 000	2 108	2 440
Exploration et production	99	293	409	789
Raffinage et commercialisation	156	202	334	504
Siège social et éliminations	25	21	108	50
Total des dépenses en immobilisations et des frais de prospection	941	1 516	2 959	3 783
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(29)	(29)	(94)	(85)
	912	1 487	2 865	3 698

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

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2020			Période de neuf mois close le 30 septembre 2020		
	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾	Total	Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance ¹⁾	Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques ²⁾	Total
Sables pétrolifères						
Sables pétrolifères – Activités de base	377	57	434	951	149	1 100
Activités in situ	10	48	58	189	289	478
Fort Hills	22	3	25	124	18	142
Syncrude	114	11	125	271	59	330
Exploration et production	1	92	93	6	377	383
Raffinage et commercialisation	125	27	152	238	88	326
Siège social et éliminations	4	21	25	23	83	106
	653	259	912	1 802	1 063	2 865

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

2) Les dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques comprennent les investissements qui entraînent une hausse de la valeur grâce à l'ajout de réserves et à l'amélioration de la capacité de traitement, des taux d'utilisation des installations de traitement, du coût de traitement ou de la marge dégagée par les activités de traitement, y compris en ce qui a trait à l'infrastructure connexe.

Au deuxième trimestre de 2020, la Société avait annoncé son intention de diminuer sa fourchette prévue de dépenses en immobilisations de 2020 pour l'établir de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, afin de préserver sa santé financière et sa résilience. Pour ce faire, la Société se concentre actuellement sur des projets en immobilisations de maintien et de maintenance qui visent à assurer la sécurité et la fiabilité des activités d'exploitation et entreprend des projets d'investissement économique de grande valeur, à faible intensité de capital, qui sont à un stade avancé de développement, alors que d'autres investissements économiques ont été réduits considérablement en 2020, ou ont été reportés.

La Société a fait des progrès importants en vue de la réalisation de son objectif révisé de réduction des coûts et a engagé des dépenses en immobilisations de 912 M\$ au troisième trimestre de 2020, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, en baisse par rapport à celles de 1,487 G\$ engagées au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette baisse est attribuable essentiellement à la diminution des dépenses en immobilisations qui découle de l'achèvement des travaux de maintenance menés au deuxième trimestre de l'exercice précédent dans le secteur Sables pétrolifères et Syncrude, ainsi qu'à la baisse des dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques engagés dans le secteur E&P et les activités *in situ* au troisième trimestre de 2020.

L'activité du troisième trimestre de 2020 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 434 M\$ au troisième trimestre de 2020. La majeure partie de ce montant a été affectée aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance liées au programme de maintenance planifiée de la Société. Les dépenses en immobilisations de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères comprenaient également la poursuite de l'aménagement d'une infrastructure de gestion des résidus miniers, ainsi que la poursuite du projet d'interconnexion des pipelines bidirectionnels pour relier Syncrude et l'usine de base du secteur Sables pétrolifères. La construction des pipelines d'interconnexion reliant Syncrude et l'usine de base du secteur Sables pétrolifères est quasi-achevée et la mise en service est prévue au cours du quatrième trimestre de 2020. Les dépenses en immobilisations liées à la reconstruction des installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères ont été prises en compte dans la prévision des dépenses en immobilisations de la Société et figurent à l'état des résultats du troisième trimestre 2020. La majeure partie des coûts de réparation devraient être remboursés au moyen du produit de l'assurance prévu pour 2021.

Pour le troisième trimestre de 2020, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 58 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations axées sur les activités économiques, notamment les investissements continus dans les projets de plateformes de puits.

Pour le troisième trimestre de 2020, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 25 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien axées sur la mise en valeur de la mine et des installations de gestion des résidus miniers. Le déploiement du programme lié au système de transport autonome de Fort Hills progresse bien et est en bonne voie d'être achevé au quatrième trimestre de 2020.

Pour le troisième trimestre de 2020, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 125 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien affectées au maintien en bon état des actifs existants, aux travaux de révision et aux travaux de maintenance planifiés.

Exploration et production

Pour le troisième trimestre de 2020, les dépenses en immobilisations et les frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 93 M\$ et ont porté principalement sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hebron et à Buzzard et des travaux de mise en valeur restreints du projet Fenja et du projet d'extension ouest de White Rose. L'exploitant du projet d'extension ouest de White Rose a annoncé l'annulation des travaux de construction pour 2021 et a placé le projet en suspens.

La Société exerce une gestion rigoureuse de ses dépenses en immobilisations en entreprenant des activités destinées à maintenir prudemment à quai son unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova et en reportant le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif jusqu'à ce qu'elle trouve une avenue économiquement viable lui permettant de reprendre ses activités de manière fiable et sécuritaire. Le projet de prolongation de la durée de vie de l'actif est soumis à l'évaluation de toutes les parties prenantes afin de déterminer la meilleure façon de récupérer les ressources résiduelles du gisement Terra Nova.

Raffinage et commercialisation

Au troisième trimestre de 2020, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 152 M\$, se rapportent principalement aux activités de maintien et de maintenance des actifs.

Siège social et éliminations

Au troisième trimestre de 2020, les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 25 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de technologies de l'information.

6. SITUATION FINANCIÈRE ET SITUATION DE TRÉSORERIE

Indicateurs

	Périodes de 12 mois closes les 30 septembre	
	2020	2019
Rendement du capital investi ¹⁾ (%)		
Compte non tenu des projets majeurs en cours ²⁾	(10,8)	9,9
Compte tenu des projets majeurs en cours	(10,2)	9,7
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ³⁾⁴⁾ (en nombre de fois)	3,8	1,5
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ⁵⁾	(7,5)	6,6
Base des fonds provenant de l'exploitation ⁴⁾⁶⁾	5,4	12,9
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	36,8	28,1

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

2) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, se serait établi à (1,4) % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 et de l'incidence des pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019.

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

4) Les fonds provenant de l'exploitation et les unités de mesure fondées sur les fonds provenant de l'exploitation sont des mesures financières hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

5) Correspond à la somme du résultat net, de l'impôt sur le résultat et des charges d'intérêts, divisée par la somme des charges d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

6) Correspond à la somme des fonds provenant de l'exploitation, de l'impôt sur le résultat exigible et des charges d'intérêts, divisée par la somme des charges d'intérêts et des intérêts sur la dette incorporés à l'actif.

Développements récents

La pandémie de COVID-19 a eu des répercussions importantes sur les marchés financiers internationaux et sur la disponibilité des liquidités. Bien que l'accès à des capitaux se soit amélioré au cours du troisième trimestre de 2020, la perturbation et la volatilité des marchés financiers internationaux devraient se poursuivre pendant un certain temps, ce qui pourrait continuer d'avoir une incidence sur le coût du capital de la Société et nuire à sa capacité d'accéder rapidement aux marchés financiers.

En réaction à la pandémie de COVID-19 et aux problèmes liés à l'offre de l'OPEP+, la Société a annoncé précédemment une diminution de sa fourchette prévue de dépenses en immobilisations de 2020 de 3,6 G\$ à 4,0 G\$ et une réduction de 1 G\$ ou environ 10 % les charges d'exploitation dans l'ensemble des activités par rapport à 2019.

En 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, de 450 M\$ US de billets de premier rang non garantis portant intérêt à un taux de 2,80 % et venant à échéance dans 3 ans, ainsi que de 550 M\$ US de billets de premier rang non garantis portant intérêt à un taux de 3,10 % et venant à échéance dans 5 ans. La Société a également obtenu des facilités de crédit supplémentaires de 2,8 G\$, ce qui s'est traduit par des liquidités de 8,6 G\$ au 30 septembre 2020. Grâce à cette marge de manœuvre supplémentaire, elle dispose de ressources financières suffisantes en cas de besoin. À mesure que l'activité économique s'accroît et que les prix des marchandises s'améliorent, la direction envisage de réduire la dette tout en augmentant les distributions aux actionnaires et ses investissements économiques à un rythme modéré.

Sources de financement

Les sources de financement de Suncor se composent principalement des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation, de la trésorerie et de ses équivalents et des lignes de crédit disponibles. La direction de la Société estime que celle-ci disposera des sources de financement dont elle a besoin pour financer ses dépenses en immobilisations prévues pour 2020, de l'ordre de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, et pour répondre à ses besoins de fonds de roulement à court terme et à long terme, au moyen des soldes de trésorerie et d'équivalents, des flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation qui seront générés, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers. Les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation de la Société dépendent de plusieurs facteurs, dont le prix des marchandises, les volumes de production et de ventes, les marges de raffinage et de commercialisation, les charges d'exploitation, l'impôt et les taxes, les redevances et les taux de change.

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

Sources de financement disponibles

La trésorerie et les équivalents de trésorerie se sont chiffrés à 1,489 G\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2020, en baisse comparativement au montant de 1,846 G\$ inscrit au 30 juin 2020, les sorties de trésorerie liées aux dépenses en immobilisations et les frais de prospection, les versements de dividendes et le remboursement de titres d'emprunt à court terme ayant plus que contrebalancé les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont diminué pour la période de neuf mois close le 30 septembre 2020 comparativement au montant de 1,960 G\$ inscrit au 31 décembre 2019, les sorties de trésorerie liées aux dépenses en immobilisations et aux frais de prospection, les versements de dividendes, les paiements de capital effectués au titre des contrats de location et le rachat par Suncor de ses actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (« offre publique de rachat ») au premier trimestre de 2020 ayant plus que contrebalancé les entrées de trésorerie liées aux activités d'exploitation et la hausse de la dette à court et à long terme.

Au 30 septembre 2020, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 13 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 7,128 G\$ au 30 septembre 2020, en hausse par rapport à 4,701 G\$ au 31 décembre 2019. Cette augmentation des liquidités est principalement attribuable à l'obtention de facilités de crédit supplémentaires de 2,8 G\$ en 2020 et à la dépréciation du dollar canadien par rapport au dollar américain depuis le 31 décembre 2019, mais elle a été partiellement contrebalancée par la hausse des emprunts à court terme. Cette souplesse financière devrait contribuer à ce que la Société dispose de ressources financières suffisantes en cas de besoin.

Activités de financement

La gestion du niveau d'endettement et de la liquidité demeure une priorité pour Suncor, compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue du contexte commercial actuel. Suncor estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement. Nous sommes d'avis que les mesures rigoureuses que la Société 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.

Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres

Suncor est assujettie à des clauses restrictives de nature financière et opérationnelle liées à ses emprunts bancaires et à ses titres d'emprunt auprès du public. Le manquement à une ou à plusieurs de ces clauses restrictives peut constituer un cas de défaillance au sens des conventions d'emprunt respectives pouvant donner lieu au remboursement anticipé de l'une ou de plusieurs de ces obligations. La Société se conforme à la clause restrictive financière exigeant que sa dette totale soit d'au plus 65 % de sa dette totale majorée des capitaux propres. Au 30 septembre 2020, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 36,8 % (29,9 % au 31 décembre 2019) ce qui reflétait une augmentation des niveaux d'endettement et une baisse des capitaux propres en raison des pertes nettes, y compris les charges de dépréciation

comptabilisées au cours du premier trimestre de 2020. La Société respecte toujours toutes les clauses restrictives de nature opérationnelle en vertu de ses conventions d'emprunt.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 septembre 2020	31 décembre 2019
Dettes à court terme	2 586	2 155
Tranche courante de la dette à long terme	293	—
Tranche courante des obligations locatives à long terme	273	310
Dettes à long terme	15 424	12 884
Obligations locatives à long terme	2 623	2 621
Dettes totales	21 199	17 970
Moins la trésorerie et ses équivalents	1 489	1 960
Dettes nettes	19 710	16 010
Capitaux propres	36 344	42 042
Dettes totales majorées des capitaux propres	57 543	60 012
Ratio dettes totales/dettes totales majorées des capitaux propres (%)	36,8	29,9

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestre clos le 30 septembre 2020	Période de neuf mois close le 30 septembre 2020
Dettes totales à l'ouverture de la période	21 880	17 970
Augmentation de la dette à long terme	—	2 634
(Diminution) augmentation de la dette à court terme	(370)	354
Augmentation de l'obligation locative	108	219
Paievements de loyers	(83)	(254)
Incidence du change sur la dette et autres	(336)	276
Dettes totales au 30 septembre 2020	21 199	21 199
Moins la trésorerie et ses équivalents au 30 septembre 2020	1 489	1 489
Dettes nettes au 30 septembre 2020	19 710	19 710

La dette totale de la Société a diminué au troisième trimestre de 2020, ce qui s'explique par le remboursement de la dette à court terme, par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 juin 2020 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du troisième trimestre de 2020, facteurs en partie contrebalancés par les contrats de location conclus au cours de la période.

La dette totale de la Société a augmenté pour l'exercice 2020 à ce jour, ce qui s'explique par l'augmentation de la dette à court et à long terme, par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2019 et par les contrats de location conclus au cours des neuf premiers mois de 2020. Ces facteurs ont été partiellement contrebalancés par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours des neuf premiers mois de 2020.

Actions ordinaires

(en milliers)	30 septembre 2020
Actions ordinaires	1 525 151
Options sur actions ordinaires – exerçables	27 194
Options sur actions ordinaires – non exerçables	11 566

Au 26 octobre 2020, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 525 150 794 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 38 571 913. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

En mai 2019, Suncor a renouvelé son offre publique de rachat afin de continuer à racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la Bourse de Toronto (la « TSX »), de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation entre le 6 mai 2019 et le 5 mai 2020. La TSX a ensuite accepté un avis déposé par Suncor l'informant de l'intention de celle-ci de modifier son offre publique de rachat en date du 30 décembre 2019, aux termes duquel Suncor pouvait augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées 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 pour le moment.

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	—	19 206	7 527
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	—	39,38	40,83
Coût du rachat d'actions	—	756	307

Obligations contractuelles, engagements, garanties et arrangements hors bilan

Dans le cours normal de ses activités, la Société a contracté des obligations relatives à des paiements futurs, notamment des obligations contractuelles et des engagements non résiliables. Suncor fait état de ces éléments à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2019. Suncor estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement hors bilan qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative, actuelle ou future, sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations.

7. DONNÉES FINANCIÈRES TRIMESTRIELLES

Les tendances au chapitre des produits des activités ordinaires, du résultat net et des fonds provenant de l'exploitation trimestriels de Suncor sont influencées principalement par les volumes de production, qui peuvent se ressentir fortement de la réalisation de travaux de maintenance d'envergure, ainsi que par les variations des cours des marchandises, notamment l'élargissement des écarts de prix du brut, des marges de craquage de raffinage et des taux de change et par d'autres événements importants ayant une incidence sur l'exploitation, comme la pandémie de COVID-19 qui a débuté au premier trimestre de 2020 et qui a entraîné des réductions de la production prévue, des incidents liés à l'exploitation et les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
Production totale (kbep/j)								
Sables pétrolifères	519,0	553,7	630,1	662,3	670,0	692,2	657,2	740,8
Exploration et production	97,2	101,8	109,7	115,9	92,3	111,7	107,1	90,2
	616,2	655,5	739,8	778,2	762,3	803,9	764,3	831,0
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	6 427	4 229	7 391	9 487	9 803	10 071	8 983	8 561
Autres produits	30	16	365	111	93	27	414	384
	6 457	4 245	7 756	9 598	9 896	10 098	9 397	8 945
Résultat net	(12)	(614)	(3 525)	(2 335)	1 035	2 729	1 470	(280)
par action ordinaire – de base (en dollars)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)	0,67	1,74	0,93	(0,18)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)	0,67	1,74	0,93	(0,18)
Résultat d'exploitation¹⁾	(302)	(1 489)	(309)	782	1 114	1 253	1 209	580
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	(0,20)	(0,98)	(0,20)	0,51	0,72	0,80	0,77	0,36
Fonds provenant de l'exploitation¹⁾	1 166	488	1 001	2 553	2 675	3 005	2 585	2 007
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	0,76	0,32	0,66	1,66	1,72	1,92	1,64	1,26
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	1 245	(768)	1 384	2 304	3 136	3 433	1 548	3 040
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,82	(0,50)	0,91	1,50	2,02	2,19	0,98	1,90
RCI¹⁾ (% , sur 12 mois)	(10,2)	(7,5)	(1,3)	4,9	9,7	10,4	8,2	8,0
RCI¹⁾²⁾, compte non tenu des projets majeurs en cours (% , sur 12 mois)	(10,8)	(7,9)	(1,4)	5,1	9,9	10,6	8,3	8,2
Profit de change latent (perte de change latente) après impôt sur la dette libellée en dollars américains	290	478	(1 021)	235	(127)	221	261	(637)
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,21	0,21	0,465	0,42	0,42	0,42	0,42	0,36
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	16,26	22,89	22,46	42,56	41,79	40,85	43,31	38,13
Bourse de New York (\$ US)	12,23	16,86	15,80	32,80	31,58	31,16	32,43	27,97

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

2) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de (1,4) % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020 compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 et de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième trimestre de 2019.

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019	30 sept. 2019	30 juin 2019	31 mars 2019	31 déc. 2018
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	40,95	27,85	46,10	56,95	56,45	59,85	54,90	58,85
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	43,00	29,20	50,15	63,30	61,90	68,85	63,20	67,80
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	3,50	2,70	15,95	9,30	5,20	6,75	4,45	4,35
MSW à Edmonton	\$ CA/b	51,30	30,20	52,00	68,10	68,35	73,90	66,45	42,70
WCS à Hardisty	\$ US/b	31,90	16,35	25,60	41,10	44,20	49,20	42,50	19,50
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(9,05)	(11,50)	(20,50)	(15,85)	(12,25)	(10,65)	(12,40)	(39,35)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	(2,45)	(4,55)	(2,70)	(0,70)	0,40	0,15	(2,30)	(21,60)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	37,55	22,20	46,20	53,00	52,00	55,85	50,50	45,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	2,25	2,00	2,05	2,50	0,95	1,05	2,60	1,60
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	43,85	29,90	67,05	46,95	46,85	56,55	69,45	55,55
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	10,20	12,20	14,75	18,45	19,70	22,40	19,10	18,75
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	7,75	6,75	9,75	14,35	17,05	21,50	15,40	16,25
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	12,55	12,20	18,30	25,45	23,90	29,10	19,35	24,25
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	8,55	9,00	13,00	17,00	20,00	21,70	17,90	17,45
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,75	0,72	0,74	0,76	0,76	0,75	0,75	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,75	0,73	0,71	0,77	0,76	0,76	0,75	0,73

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées dans le tableau ci-dessus reposent en général sur une estimation fondée sur les régions dans lesquelles la Société vend ses produits raffinés au sein des réseaux de vente au détail et en gros.

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 et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 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 du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 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 30 septembre 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 30 septembre 2020, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 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 publiées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 2 décembre 2019, puis mises à jour dans ses communiqués de presse datés du 23 mars 2020, du 5 mai 2020, du 22 juillet 2020 et du 7 septembre 2020), comme il est indiqué dans son communiqué de presse daté du 28 octobre 2020. Ces communiqués de presse sont tous 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 (déficitaires), les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères, les charges d'exploitation décaissées de Fort Hills, les charges d'exploitation décaissées de Syncrude, les marges de 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 du secteur R&C.
- Le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits comprend les prix obtenus en amont avant les redevances, exception faite de la production de la Libye qui est exempte de redevances, des activités commerciales et logistiques en amont, ainsi que les marges de raffinage et de commercialisation, les autres produits d'exploitation et l'incidence nette des ventes de pétrole brut à des tiers et des achats de pétrole brut auprès de tiers, y compris les produits achetés qui serviront de diluant pour le secteur Sables pétrolifères et qui seront ensuite vendus sous la forme de bitume dilué.
- Le facteur lié aux redevances ne tient pas compte de l'incidence de la Libye, puisque les redevances en Libye sont prises en compte dans le facteur lié aux prix, aux marges et aux autres produits dont il est question ci-dessus.
- Le facteur lié à l'évaluation des stocks tient compte de l'incidence après impôt de la méthode d'évaluation des stocks PEPS dans le secteur R&C de la Société ainsi que de l'incidence du report ou de la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor, puisque ces deux éléments représentent des ajustements de la valeur des stocks, et des activités en aval relatives à la gestion du risque marchandises à court terme.
- Le facteur lié au produit d'assurance tient compte du produit d'assurance après impôt relatif aux actifs de la Société en Libye.
- Le facteur lié aux charges d'exploitation et aux frais de transport tient compte des coûts de démarrage de projet, des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ainsi que des frais de transport.
- Le facteur lié aux charges financières et autres tient compte des charges financières, des autres produits, des profits et des pertes de change liés aux activités d'exploitation, de la variation des profits et des pertes à la cession d'actifs qui ne sont pas des ajustements du résultat d'exploitation, de l'incidence des variations des taux d'imposition réglementaires et d'autres ajustements d'impôt sur le résultat.

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 30 septembre
(en millions de dollars, sauf indication contraire)

		2020	2019
Ajustements du résultat net			
Résultat net		(6 486)	4 954
Ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
Perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		18	282
Charges d'intérêts nettes		665	625
	A	(5 803)	5 861
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		15 601	14 345
Capitaux propres		45 184	45 800
		60 785	60 145
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		19 710	15 601
Capitaux propres		36 344	45 184
		56 054	60 785
Capital moyen investi	B	57 022	60 729
RCI, compte tenu des projets majeurs en cours (%)	A/B	(10,2)	9,7
Coûts moyens des projets majeurs en cours incorporés à l'actif	C	3 316	1 774
RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours ¹⁾ (%)	A/(B-C)	(10,8)	9,9

- 1) Le RCI, compte non tenu des projets majeurs en cours, aurait été de (1,4) % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2020 compte non tenu de l'incidence de pertes de valeur de 1,798 G\$ après impôt au premier trimestre de 2020 et de l'incidence de pertes de valeur de 3,352 G\$ après impôt au quatrième 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 extracôtières et des paiements relatifs aux taxes sur les marchandises et à l'impôt sur le résultat, du calendrier des flux de trésorerie liés aux créances et aux dettes et des variations des stocks qui, de l'avis de la direction, réduisent la comparabilité d'une période à l'autre.

Les fonds provenant de (affectés à) l'exploitation 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 30 septembre (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	(531)	505	25	219	384	668	110	(357)	(12)	1 035
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 242	1 036	261	220	214	209	21	19	1 738	1 484
Impôt sur le résultat différé	(141)	62	(9)	19	12	19	(46)	(19)	(184)	81
Charge de désactualisation	57	54	12	11	2	1	—	—	71	66
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(307)	133	(307)	133
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(53)	(3)	(28)	(4)	(8)	(21)	—	—	(89)	(28)
(Profit) perte à la cession d'actifs	(2)	(3)	—	(77)	(2)	(1)	1	—	(3)	(81)
Rémunération fondée sur des actions	(9)	19	(2)	2	(6)	11	(27)	34	(44)	66
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(38)	(105)	(1)	(11)	—	(7)	—	—	(39)	(123)
Autres	31	41	2	—	(2)	6	4	(5)	35	42
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	556	1 606	260	379	594	885	(244)	(195)	1 166	2 675
Diminution du fonds de roulement hors trésorerie									79	461
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									1 245	3 136

Périodes de neuf mois closes les 30 septembre (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	(3 503)	2 255	(453)	1 167	598	2 442	(793)	(630)	(4 151)	5 234
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	5 372	3 088	1 312	702	660	612	62	57	7 406	4 459
Impôt sur le résultat différé	(643)	(675)	(161)	(103)	29	(42)	(20)	(96)	(795)	(916)
Charge de désactualisation	169	167	35	33	5	5	—	—	209	205
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	290	(378)	290	(378)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	32	41	(22)	3	53	76	—	—	63	120
Profit à la cession d'actifs	(2)	(13)	—	(228)	(6)	(3)	—	—	(8)	(244)
Rémunération fondée sur des actions	(84)	(6)	(12)	(2)	(51)	(8)	(186)	(3)	(333)	(19)
Prospection	—	—	80	39	—	—	—	—	80	39
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(171)	(285)	(7)	(16)	(5)	(12)	—	—	(183)	(313)
Autres	87	84	(30)	(7)	10	—	10	1	77	78
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 257	4 656	742	1 588	1 293	3 070	(637)	(1 049)	2 655	8 265
Augmentation du fonds de roulement hors trésorerie									(794)	(148)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									1 861	8 117

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

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

(en millions de dollars)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	2020
Fonds provenant de l'exploitation	1 166	2 675	2 655	8 265
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(987)	(1 632)	(3 193)	(4 215)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	179	1 043	(538)	4 050

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 13 M\$ au troisième trimestre de 2020 et de 16 M\$ au troisième trimestre de 2019.

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, la SSUC et les coûts liés à la COVID-19, les frais de recherche, ainsi que les charges comptabilisées au titre d'une entente non monétaire conclue avec un tiers traitant, 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 et de l'évaluation des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. 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 retraitées 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, la SSUC et les coûts liés à la COVID-19, 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)	2020	Trimestres clos les 30 septembre 2019	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2019	2020
Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation				
Marge brute, produits d'exploitation diminués des achats de pétrole brut et de produits	1 210	1 653	2 897	5 440
Autres (pertes) produits	(2)	13	58	42
Marge non liée au raffinage	(14)	(17)	(43)	(44)
Marges de raffinage et de commercialisation	1 194	1 649	2 912	5 438
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	38 857	46 239	115 955	129 283
Marges de raffinage et de commercialisation – PEPS ²⁾ (\$/b)	30,75	35,65	25,10	42,05
Ajustement au titre de la méthode DEPS	(223)	19	562	(665)
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS	971	1 668	3 474	4 773
Marges de raffinage et de commercialisation – DEPS ²⁾ (\$/b)	25,00	36,10	29,95	36,90
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux	457	531	1 385	1 597
Coûts non liés au raffinage	(247)	(305)	(735)	(894)
Charges d'exploitation de raffinage	210	226	650	703
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	38 857	46 239	115 955	129 283
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,40	4,90	5,60	5,45

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		
		\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
bep	barils équivalent pétrole	\$ US	Dollars américains
bep/j	barils équivalent pétrole par jour		
kbep	milliers de barils équivalent pétrole		
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour		
		<u>Contexte financier et commercial</u>	
GJ	gigajoules	T3	Trimestre clos le 30 septembre
		WTI	West Texas Intermediate
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel	WCS	Western Canadian Select
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel	SYN	Cours de référence du pétrole brut synthétique
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel	MSW	Mélange non corrosif mixte
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour	NYMEX	New York Mercantile Exchange
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 COVID-19, dont la situation entourant la pandémie et la possibilité que surviennent de prochaines vagues, ainsi que toute politique à l'égard des restrictions commerciales actuelles, des mesures de confinement ou des interdictions visant les rassemblements; les prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change; le rendement des actifs et du matériel; la rentabilité des capitaux et les économies de coûts; les lois applicables et les politiques gouvernementales; les niveaux de production futurs; la suffisance des dépenses en immobilisations budgétées pour l'exécution des activités planifiées; la disponibilité et le coût de la main-d'œuvre, des services et des infrastructures; la capacité de tiers à remplir leurs obligations envers Suncor; l'élaboration et l'exécution de projets; et la réception en temps utile des approbations des autorités de réglementation et des tiers. Tous les énoncés et les informations traitant de prévisions ou de projections au sujet de l'avenir, ainsi que les autres énoncés et informations au sujet de la stratégie de croissance de Suncor, de ses prévisions courantes et futures en matière de dépenses en immobilisation ou de décisions d'investissement, des prix des marchandises, des coûts, des calendriers, des volumes de production, des résultats d'exploitation et des résultats financiers, des activités de financement et d'investissement futures et de l'incidence prévue des engagements futurs, constituent des énoncés prospectifs. Certains énoncés prospectifs se reconnaissent à l'emploi d'expressions comme « s'attend à », « anticipe », « estime », « planifie », « prévu », « a l'intention de », « croit », « projette », « indique », « pourrait », « se concentre sur », « vision », « but », « perspectives », « proposé », « cible », « objectif », « continue », « devrait », « 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 :

- l'attente de Suncor selon laquelle l'accent mis sur les aspects qui relèvent de sa volonté et les changements structurels apportés pour réduire son coût de base contribueront à maintenir la résilience financière de la Société et favoriseront la création de valeur à long terme;
- le fait que la Société reste en bonne voie d'atteindre son objectif de réduction des charges d'exploitation de 1 G\$ et son objectif de réduction des dépenses en immobilisations de 1,9 G\$ d'ici la fin de 2020;
- le fait que les actifs retrouveront une cadence de production normale d'ici le début de novembre 2020 et que Fort Hills est en voie d'atteindre sa fourchette de production brute mise à jour de 120 000 à 130 000 b/j au cours du quatrième trimestre de 2020;
- l'attente selon laquelle le devancement des travaux à Firebag permettra à la Société d'intégrer et de tirer pleinement profit de ses nouveaux actifs de production de vapeur et de traitement de l'eau et l'attente selon laquelle Suncor remettra en service l'installation et en accroîtra la cadence pour atteindre une nouvelle capacité de production nominale de 215 000 b/j;
- l'attente selon laquelle les pipelines d'interconnexion reliant Syncrude et l'usine de base du secteur Sables pétrolifères seront mis en service au cours du quatrième trimestre de 2020 et renforceront l'intégration de ces deux actifs tout en permettant une plus grande flexibilité opérationnelle, et selon laquelle la Société continuera à accélérer sa stratégie de gestion des résidus à l'usine de base du secteur Sables pétrolifères et qu'il en découlera des avantages;
- l'attente de Suncor selon laquelle elle percevra en 2021 l'impôt sur le résultat à recevoir du fait de pertes fiscales;
- l'attente de Suncor selon laquelle le redémarrage du deuxième train d'extraction primaire à Fort Hills favorisera une meilleure rentabilité attribuable à l'optimisation du parc de véhicules miniers;
- les énoncés concernant le système de transport autonome par camion, notamment le fait qu'il sera pleinement mis en œuvre à Fort Hills d'ici la fin de 2020, qu'il contribuera à réduire les charges d'exploitation et à améliorer le rendement en matière de sécurité, d'environnement et d'exploitation, et que Suncor récupérera environ 90 % des réductions de coûts anticipées;
- l'engagement de Suncor à l'égard de la fiabilité et le fait qu'elle entend poursuivre ses efforts visant à prendre les bonnes décisions à long terme afin de faire progresser ses initiatives de maintien des actifs et ses initiatives stratégiques visant à améliorer la fiabilité, à accroître les marges et à réduire les charges d'exploitation de tous ses actifs;
- le fait que Suncor s'estime bien placée pour dégager un rendement vigoureux à la fin de 2020 et les motifs qui sous-tendent cette idée;

- *l'opinion de Suncor selon laquelle les mesures qu'elle a prises pour diminuer les volumes de production en fonction de la demande, réduire ses charges d'exploitation et dépenses en immobilisations et préserver sa santé financière ouvriront la voie à une création de valeur à long terme en vue d'accroître les redistributions aux actionnaires et le fait que cette démarche repose sur son engagement envers l'excellence opérationnelle, dont sa volonté inébranlable d'exercer ses activités de manière sécuritaire, fiable, rentable et respectueuse de l'environnement;*
- *les estimations de Suncor concernant la réduction structurelle de ses effectifs, notamment le calendrier, la portée et les résultats attendus;*
- *l'attente de Suncor selon laquelle elle poursuivra ses efforts en vue de la réalisation de ses objectifs de réduction des charges d'exploitation et des dépenses en immobilisations en tournant son attention vers des projets de maintien destinés à assurer la sécurité et la fiabilité de l'exploitation, tout en veillant à l'avancement de certains projets essentiels qui devraient générer des retombées à court terme et entraîner une réduction structurelle des charges d'exploitation;*
- *les énoncés concernant l'objectif de Suncor en matière de flux de trésorerie disponibles ainsi que les initiatives et projets qui devraient y contribuer;*
- *les attentes de Suncor en ce qui concerne les investissements technologiques réalisés dans ses activités de commercialisation et de négociation et l'avancement de ses initiatives d'optimisation de la chaîne d'approvisionnement, ainsi que l'opinion selon laquelle ces projets seront soutenus par l'adoption de nouvelles technologies à mesure que la Société continuera à accélérer son virage numérique afin d'améliorer la fiabilité, la sécurité et le bilan environnemental de ses activités, projets qui, croit-elle, seront couronnés par des gains d'efficacité opérationnelle porteurs de nouvelles économies de coûts structurels;*
- *le fait que Suncor s'estime bien placée pour générer des flux de trésorerie disponibles supplémentaires et durables en 2021 et que les mesures qu'elle a prises en 2020 contribueront à créer de la valeur à long terme pour ses actionnaires, ainsi que les motifs qui sous-tendent cette idée;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle l'amélioration de sa marge de manœuvre financière en 2020 l'aidera à disposer de ressources financières suffisantes en cas de besoin et son intention de suivre son cadre de répartition du capital au moyen d'une combinaison des remboursements futurs sur la dette, tout en augmentant les rendements pour les actionnaires et les investissements mesurés dans des projets économiques;*
- *les énoncés concernant les travaux de maintenance planifiés, notamment ceux portant sur l'usine de valorisation 1 du secteur Sables pétrolifères et sur Firebag;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle la latitude financière accrue que lui procurent ses activités de financement lui donnera accès à des ressources financières suffisantes en cas de besoin et selon laquelle la gestion rigoureuse de sa situation de trésorerie et de ses dépenses en immobilisations dans le contexte du récent ralentissement économique contribuera à préserver sa santé financière;*
- *l'attente de Suncor selon laquelle la majeure partie des coûts de réparation associés à la reconstruction de l'installation d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères sera remboursée au moyen du produit de l'assurance en 2021;*
- *les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2020, de l'ordre de 3,6 G\$ à 4,0 G\$, notamment 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 de trésorerie dont elle dispose, des flux de trésorerie qui seront générés par ses activités d'exploitation, des facilités de crédit qui lui ont été consenties, de l'émission de papier commercial et, au besoin, de fonds obtenus sur les marchés financiers et le fait que Suncor estime que, pour ce faire, elle se concentrera sur des projets d'immobilisations de maintien et de maintenance visant 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;*
- *les objectifs de Suncor concernant son portefeuille de placements à court terme et l'attente de Suncor selon laquelle la durée moyenne pondérée maximale à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme ne dépassera pas six mois et que tous les placements seront effectués auprès de contreparties dont les notations sont élevées;*
- *la priorité que la Société accorde à la gestion des niveaux d'endettement et des liquidités compte tenu de ses plans à long terme et de la volatilité future attendue des prix, et le fait qu'elle estime qu'une approche progressive et flexible des projets actuels et futurs l'aidera à maintenir sa capacité à gérer les coûts liés aux projets et les niveaux d'endettement;*
- *le fait que la Société estime n'avoir aucune garantie ni aucun arrangement non comptabilisé qui a, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative actuelle ou future sur sa performance financière ou sa situation financière, ses résultats d'exploitation, sa liquidité ou ses dépenses en immobilisations;*

- les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne l'impôt sur le résultat, 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 et du cours au comptant au carrefour AECO.

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

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

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

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

Les autres risques, incertitudes et facteurs susceptibles d'influencer les résultats financiers et d'exploitation de tous les secteurs et activités de Suncor sont, entre autres, les suivants : les changements dans la conjoncture économique, les conditions du marché et les conditions commerciales touchant notamment le prix des marchandises, les taux d'intérêt et les taux de change (notamment en raison des effets sur l'offre et la demande de la pandémie de COVID-19 et des actions de l'OPEP+); les fluctuations de l'offre et de la demande pour les produits de Suncor; la mise en œuvre réussie et en temps opportun des projets d'investissement, y compris les projets de croissance et les projets réglementaires; les risques liés à l'élaboration et à l'exécution des principaux projets de Suncor ainsi qu'à la mise en service et à l'intégration de nouvelles installations; le risque que des travaux de maintenance réalisés n'améliorent pas les résultats d'exploitation ni la capacité de production des installations visées; le risque que les projets et les initiatives visant à assurer la croissance des flux de trésorerie ou la réduction des charges d'exploitation (ou les deux) ne donnent pas les résultats escomptés dans les délais prévus ou même jamais; les mesures prises par les sociétés concurrentes, y compris la concurrence accrue d'autres sociétés pétrolières et gazières ou de sociétés

qui fournissent des sources d'énergie de remplacement; les pénuries de main-d'œuvre et de matériel; les mesures prises par les pouvoirs publics, y compris l'imposition ou la réévaluation des taxes et impôts, redevances, droits et autres coûts de conformité imposés par les pouvoirs publics; les modifications aux lois et aux politiques gouvernementales qui pourraient avoir une incidence sur les activités de la Société, notamment les modifications aux lois relatives à l'environnement (y compris aux changements climatiques), aux redevances et à l'impôt; la capacité et la volonté des parties avec qui Suncor a des liens importants de s'acquitter de leurs obligations à son égard; la non-disponibilité des infrastructures de tiers ou des interruptions de celles-ci qui pourraient entraîner des arrêts de production ou faire en sorte que la Société soit incapable d'acheminer ses produits; la survenance d'une panne opérationnelle prolongée, d'un incident important touchant la sécurité ou l'environnement ou d'imprévus, tels que des incendies (y compris les feux de forêt), pannes de matériel et autres événements semblables touchant Suncor ou d'autres parties dont les activités ou actifs se répercutent directement ou indirectement sur Suncor; les risques d'atteintes à la sécurité des technologies de l'information et à l'infrastructure connexe de Suncor par suite d'actes de personnes ou d'organisations mal intentionnées, et la non-disponibilité ou l'incapacité des systèmes de fonctionner comme prévu qui pourrait en découler; les menaces à la sécurité et les actes terroristes ou les manifestations de militants; le risque que la capacité de Suncor d'adopter et de mettre en œuvre des changements soit insuffisante pour atteindre des objectifs commerciaux concurrents; les risques et les incertitudes associés à l'obtention des autorisations des organismes de réglementation, des parties intéressées et d'autres tiers qui sont nécessaires aux activités, aux projets, aux initiatives et aux travaux de prospection et de mise en valeur de la Société, ce qui est indépendant de sa volonté, ainsi que la satisfaction de toute condition préalable à l'obtention de ces autorisations; le risque que les activités et les projets de construction soient interrompus en conséquence des relations de Suncor avec les syndicats ou les associations d'employés représentant le personnel de ses installations; la capacité de Suncor à découvrir et à mettre en valeur de nouvelles réserves pétrolières et gazières de façon rentable; l'exactitude des estimations des réserves, des ressources et de la production future de Suncor; l'instabilité du marché qui nuit à la capacité de Suncor d'obtenir du financement à des taux acceptables sur le marché des capitaux d'emprunt ou d'émettre d'autres titres à des prix acceptables; le maintien d'un ratio dette/flux de trésorerie optimal; le succès des activités commerciales et logistiques de la Société visant le recours à des actifs et passifs dérivés et d'autres instruments financiers; les coûts afférents à la conformité aux lois environnementales actuelles et futures, y compris les lois relatives aux changements climatiques; les risques liés à l'activisme et à l'opposition publique croissante aux carburants fossiles et aux sables pétrolifères; les risques et les incertitudes associés à la clôture d'une transaction d'achat ou de cession d'une entreprise, d'un actif ou d'un bien pétrolier ou gazier, notamment en ce qui a trait à la contrepartie à verser ou à recevoir pour cette transaction; la capacité des contreparties à remplir leurs obligations en temps opportun; les risques associés aux partenariats auxquels la Société participe; les risques liés aux exigences relatives aux revendications territoriales et aux consultations auprès des Autochtones; le risque que la Société soit partie à des litiges; l'incidence de la technologie et les risques liés à l'élaboration et à la mise en place de nouvelles technologies; et l'exactitude des estimations de coûts, dont certaines sont fournies au stade de la conception ou à d'autres stades préliminaires des projets et avant le commencement ou la conception des études techniques détaillées nécessaires à la réduction de la marge d'erreur et à l'augmentation du degré d'exactitude. La liste de ces facteurs importants n'est pas exhaustive.

Bon nombre de ces facteurs de risque et des autres hypothèses sous-jacentes aux énoncés de nature prospective de Suncor sont examinés plus en détail tout au long du présent rapport de gestion, ainsi que dans le rapport de gestion annuel de 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.