

Rapport de gestion

Le 27 octobre 2021

Suncor Energy Inc. (« Suncor » ou la « Société ») 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 2020, daté du 24 février 2021 (le « rapport de gestion annuel de 2020 »).

Le présent rapport de gestion pour le trimestre et la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 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 2021, à ses états financiers consolidés audités pour l'exercice clos le 31 décembre 2020 et à son rapport de gestion annuel de 2020.

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 24 février 2021 (la « notice annuelle de 2020 »), qui est également déposée auprès de la SEC sur formulaire 40-F, sont accessibles en ligne au www.sedar.com, au www.sec.gov et sur notre site Web, 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 (collectivement, les sociétés affiliées), qui détiennent et exploitent des actifs et qui exercent des activités dans différents territoires. Les termes « nous », « notre », « nos », « Suncor » ou la « Société » sont employés dans le présent document dans le seul but d'alléger le texte et indiquent uniquement l'existence d'une affiliation entre ces entités et Suncor Énergie Inc., sans nécessairement préciser la nature de cette affiliation. L'emploi de ces termes dans un énoncé des présentes ne signifie pas que cet énoncé s'applique à Suncor Énergie Inc. ou à une société affiliée en particulier, pas plus qu'il n'annule le caractère distinct de chacune de ces sociétés affiliées. Pour plus de transparence, Suncor Énergie Inc. n'exploite pas ni ne détient directement d'actifs aux États-Unis.

Table des matières

1. Mises en garde	9
2. Faits saillants du troisième trimestre	10
3. Information financière consolidée	12
4. Résultats sectoriels et analyse	18
5. Mise à jour concernant les dépenses en immobilisations	31
6. Situation financière et situation de trésorerie	33
7. Données financières trimestrielles	37
8. Autres éléments	39
9. Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR	41
10. Abréviations courantes	47
11. Énoncés prospectifs	48

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.

Au premier trimestre de 2021, la Société a revu la présentation de ses charges, et les frais de transport qui étaient auparavant inclus dans le poste « Transport » sont maintenant inscrits dans le poste « Frais de transport et de distribution ». Elle a aussi reclassé des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux dans les frais de transport et de distribution afin de mieux refléter la nature de ces charges. Ce changement n'a aucune incidence sur le résultat net, et les chiffres des périodes comparatives ont été mis à jour de manière à le refléter.

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 brutes 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 brutes 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 2020 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 ».

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

- Le bénéfice d'exploitation ^{1),2)} de Suncor s'est accru pour atteindre 1,043 G\$ (0,71 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 338 M\$ (0,22 \$ par action ordinaire) pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice d'exploitation est attribuable essentiellement aux prix plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial, l'accroissement de la production de brut et du débit de traitement du brut par les raffineries, ainsi que la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des charges d'exploitation et des redevances découlant de l'accroissement de la production de Suncor au troisième trimestre de 2021. Le bénéfice d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence négative de la baisse sans précédent de la demande de carburant de transport, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation.
- Suncor a inscrit un bénéfice net de 877 M\$ (0,59 \$ par action ordinaire) pour le troisième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 12 M\$ (0,01 \$ 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, le bénéfice net du troisième trimestre de 2021 tient compte d'une perte de change latente après impôt de 257 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains, d'une reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt de 168 M\$ liée aux actifs de Terra Nova, d'une perte après impôt de 60 M\$ lié au remboursement anticipé d'une dette à long terme et d'une perte latente après impôt de 17 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques. La perte nette du troisième trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'un profit de change latent après impôt de 290 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'un profit latent après impôt de 36 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques.
- Les fonds provenant de l'exploitation ¹⁾ se sont établis à 2,641 G\$ (1,79 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 1,166 G\$ (0,76 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020. Les fonds provenant de l'exploitation 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 provenant des activités d'exploitation, qui comprennent les variations du fonds de roulement hors trésorerie, de 4,718 G\$ (3,19 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 1,245 G\$ (0,82 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2020. En plus des facteurs qui sont mentionnés ci-dessus, les flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation reflètent également une entrée de trésorerie plus élevée liée aux soldes des fonds de roulement de la Société au troisième trimestre de 2021 par rapport au troisième trimestre de 2020. L'entrée de trésorerie du troisième trimestre de 2021 découle essentiellement d'une hausse des dettes fournisseurs et charges à payer et de la réception du remboursement d'impôt fédéral de la Société pour 2020.
- Solides résultats du secteur Raffinage et commercialisation.** Le secteur Raffinage et commercialisation (« R&M ») a dégagé des fonds provenant de l'exploitation de 947 M\$ pour le trimestre à l'étude, ce qui représente le troisième meilleur résultat jamais enregistré au titre des fonds provenant de l'exploitation pour un troisième trimestre. Cette hausse des fonds provenant de l'exploitation par rapport à ceux de 594 M\$ inscrits pour l'exercice correspondant de l'exercice précédent est attribuable à l'amélioration du contexte commercial et à de forts taux d'utilisation des raffineries de 99 %, malgré une demande d'essence et de diesel enregistrée au Canada que l'on estime inférieure de 7 % ³⁾ à celle de la période correspondante de 2019. Les fonds provenant de l'exploitation comprennent un profit de 84 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode du premier entré, premier sorti (« PEPS ») au cours du troisième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 164 M\$ après impôt lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent.
- Dynamisme de la production en amont et achèvement des travaux de révision planifiés.** La production en amont totale de Suncor s'est accrue pour atteindre 698 600 bep/j au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 616 200 bep/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, grâce au maintien de l'excellent rendement des actifs *in situ* de la Société et à l'augmentation des volumes de production à Syncrude, en partie contrebalancés par l'incidence des importants travaux de révision planifiés exécutés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et des travaux de maintenance planifiés menés à Firebag, qui ont été achevés au cours du trimestre.

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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

3) Sources : IHS Markit et Statistique Canada.

- **Reprise de l'exploitation de Syncrude par Suncor.** Suncor a pris le relais avec succès à titre d'exploitant de l'actif Syncrude le 30 septembre 2021, une étape cruciale pour améliorer l'intégration, l'efficacité et la compétitivité de tous les actifs qu'elle exploite dans la région.
- **Avancement du projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif Terra Nova.** Suncor et les coentrepreneurs du projet Terra Nova ont finalisé l'entente visant à restructurer la propriété de l'actif et à aller de l'avant avec le projet de prolongation de sa durée de vie, ce qui devrait prolonger sa durée de production d'environ 10 ans.
- **Partenariat historique avec les communautés autochtones.** Suncor a annoncé, conjointement avec huit communautés autochtones, la mise sur pied d'Astisiy Limited Partnership et la signature d'accords visant à acquérir une participation de 15 % dans Northern Courier Pipeline. Le pipeline, qui relie l'actif de Fort Hills au parc de stockage est de Suncor, sera exploité par Suncor et devrait fournir aux huit communautés autochtones un revenu fiable pour les décennies à venir.
- **Redistributions aux actionnaires maximisées et bilan financier affermi.** Au troisième trimestre de 2021, la Société a redistribué 1,0 G\$ aux actionnaires sous forme d'options de rachat d'actions de 704 M\$ et de versements de dividendes de 309 M\$, et a réduit sa dette nette ¹⁾ de 2,0 G\$.
- **Suncor en voie d'atteindre ses objectifs de réduction de la dette et de répartition du capital.** Suncor a réduit sa dette nette de 3,1 G\$ depuis le début de 2021 et a racheté 1,7 G\$ de ses actions ordinaires depuis le lancement de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités (l'« offre publique de rachat ») en février 2021, ce qui représente environ 63 millions d'actions ordinaires à un cours moyen de 26,39 \$ l'action ordinaire, soit l'équivalent de 4,1 % des actions ordinaires de Suncor émises et en circulation au 31 janvier 2021. La Société est en voie de dépasser ses objectifs en matière de réduction de la dette et de rachat d'actions annoncés précédemment pour l'exercice.
- **Conclusion de la vente du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle.** Après le troisième trimestre de 2021, la Société a conclu la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un produit après impôt de 250 M\$ US, déduction faite des ajustements de clôture et des autres coûts de clôture, et une contrepartie éventuelle future d'au plus 50 M\$ US. La date de prise d'effet de la vente était le 1^{er} janvier 2021.
- **Rétablissement du dividende au niveau de 2019 et intensification du programme de rachat d'actions.** Après la clôture du troisième trimestre de 2021, le conseil d'administration de Suncor (le « conseil ») a approuvé un dividende trimestriel de 0,42 \$ par action, soit une hausse de 100 % par rapport au dividende du trimestre précédent, ramenant le dividende au niveau de 2019. Le conseil a également approuvé une augmentation des rachats d'actions ordinaires par la Société, qui passeront à environ 7 % du flottant de la Société en circulation au 31 janvier 2021. Parallèlement, la Bourse de Toronto (la « TSX ») a accepté une demande présentée par Suncor concernant son intention d'augmenter d'environ 7 % le nombre maximal d'actions ordinaires du flottant de la Société qu'elle peut racheter dans le cadre de son offre publique de rachat. Cette intensification des rachats d'actions et des dividendes déclarés ainsi que les réductions attendues de la dette nette par rapport aux objectifs annoncés précédemment témoignent des progrès accomplis au cours de l'exercice et de la confiance qu'inspirent à la direction la capacité de la Société à dégager de la trésorerie et son engagement à accroître les rendements pour les actionnaires.

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

3. Information financière consolidée

Faits saillants financiers

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2021	30 septembre 2020	2021	30 septembre 2020
Résultat net				
Sables pétrolifères	484	(531)	1 251	(3 503)
Exploration et production	407	25	820	(453)
Raffinage et commercialisation	646	384	1 728	598
Siège social et éliminations	(660)	110	(1 233)	(793)
Total	877	(12)	2 566	(4 151)
Résultat d'exploitation ^{1),2)}				
Sables pétrolifères	489	(539)	1 253	(2 135)
Exploration et production	239	25	652	(31)
Raffinage et commercialisation	658	356	1 733	602
Siège social et éliminations	(343)	(180)	(1 127)	(540)
Total	1 043	(338)	2 511	(2 104)
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation ¹⁾				
Sables pétrolifères	1 591	556	4 671	1 257
Exploration et production	357	260	1 053	742
Raffinage et commercialisation	947	594	2 490	1 293
Siège social et éliminations	(254)	(244)	(1 101)	(637)
Total	2 641	1 166	7 113	2 655
Variation du fonds de roulement hors trésorerie	2 077	79	2 036	(794)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 718	1 245	9 149	1 861
Dépenses en immobilisations et frais de prospection ³⁾				
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance	821	653	2 309	1 802
Dépenses en immobilisations liées aux investissements économiques	362	259	956	1 063
Total	1 183	912	3 265	2 865

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2021	30 septembre 2020	2021	30 septembre 2020
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires) ¹⁾	1 496	179	3 814	(538)

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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

3) Ne tiennent pas compte des intérêts incorporés à l'actif de 38 M\$ pour le troisième trimestre de 2021 et de 29 M\$ pour le troisième trimestre de 2020.

Faits saillants de l'exploitation

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Volumes de production par secteur				
Sables pétrolifères – pétrole brut synthétique (kb/j)	405,5	410,8	452,8	450,3
Sables pétrolifères – bitume non valorisé (kb/j)	199,6	108,2	183,9	117,2
Exploration et production (kbep/j)	93,5	97,2	90,9	102,9
Total (kbep/j)	698,6	616,2	727,6	670,4
Pétrole brut traité par les raffineries (%)	99	87	87	86
Volumes de production par secteur (kb/j)	460,3	399,7	404,8	396,5

Résultat net

La Société a inscrit un bénéfice net consolidé de 877 M\$ pour le troisième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte nette de 12 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le bénéfice net est essentiellement attribuable aux mêmes facteurs que ceux qui ont entraîné le bénéfice d'exploitation dont il est question ci-après.

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

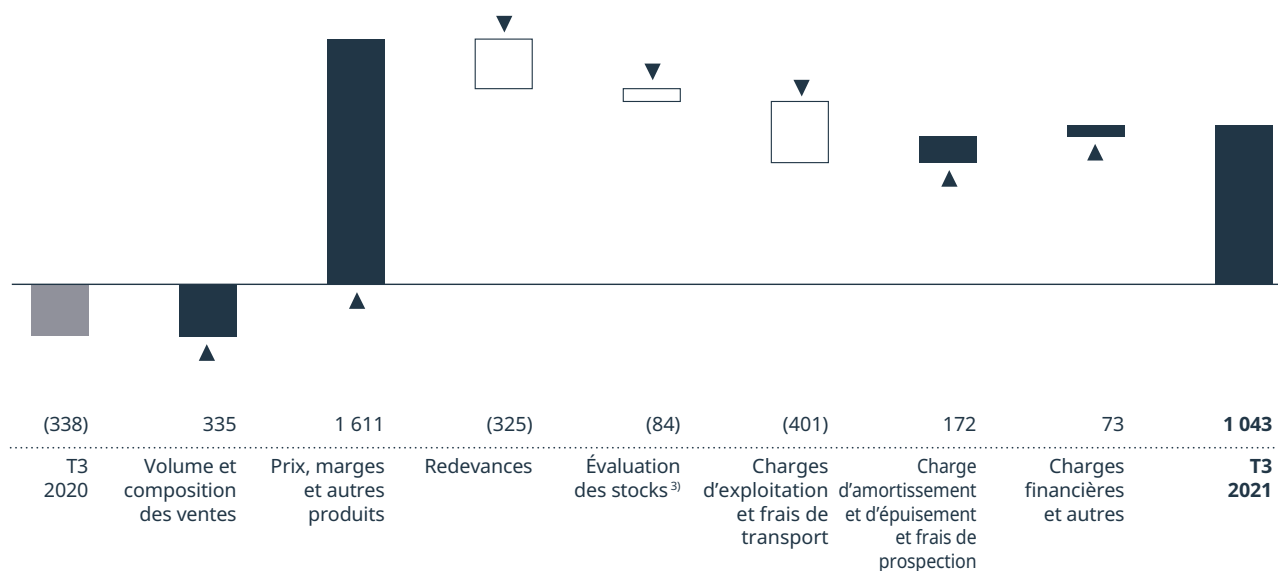
- La Société a inscrit une perte de change latente après impôt à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains de 257 M\$ pour le troisième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 290 M\$ pour le troisième trimestre de 2020.
- Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur Exploration et production (« E&P »), une reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt de 168 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé, dans le secteur Siège social, une perte après impôt de 60 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme.
- La perte latente après impôt sur les activités de gestion des risques s'est établie à 17 M\$ pour le troisième trimestre de 2021, en comparaison d'un profit de 36 M\$ pour le troisième trimestre de 2020.

Rapprochement du résultat d'exploitation ^{1),2)}

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2021	2020	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021	2020
Résultat net	877	(12)	2 566	(4 151)
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	257	(290)	(80)	253
(Perte latente) profit latent sur les activités de gestion des risques ²⁾	17	(36)	7	(4)
Charge de restructuration ³⁾	—	—	126	—
Dépréciation (reprise) d'actifs ⁴⁾	(168)	—	(168)	1 798
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ⁵⁾	60	—	60	—
Résultat d'exploitation ^{1),2)}	1 043	(338)	2 511	(2 104)

- 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 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Représente la charge de restructuration du secteur Siège social comptabilisée au premier trimestre de 2021.
- 4) 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. Au troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt de 168 M\$ à l'égard de sa quote-part des actifs de Terra Nova, dans le secteur E&P, en raison de l'avancement du projet visant à en prolonger la durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.
- 5) Représente les charges liées au remboursement anticipé d'une dette du secteur Siège social.

Analyse de rapprochement du résultat d'exploitation ^{1),2)} (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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 3) Le facteur de rapprochement pour l'évaluation des stocks comprend les modifications à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS et aux activités de gestion du risque marchandises à court terme présentées dans le secteur R&C, et les modifications au profit intersectoriel éliminées présentées dans le secteur Siège social et éliminations.

Le bénéfice d'exploitation de Suncor s'est accru pour atteindre 1,043 G\$ (0,71 \$ par action ordinaire) au troisième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 338 M\$ (0,22 \$ par action ordinaire) au trimestre correspondant de l'exercice précédent. L'augmentation du bénéfice d'exploitation est attribuable essentiellement aux prix plus élevés obtenus pour le pétrole brut et les produits raffinés, ce qui reflète l'amélioration du contexte commercial, l'accroissement de la production de brut et du débit de traitement du brut par les raffineries, ainsi que la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et des frais de prospection. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des charges d'exploitation et des redevances découlant de l'accroissement de la production de Suncor au troisième trimestre de 2021. Le bénéfice d'exploitation du trimestre correspondant de l'exercice précédent reflétait l'incidence négative de la baisse sans précédent de la demande de carburant de transport, partiellement contrebalancée par la diminution des charges d'exploitation.

Au cours des neuf premiers mois de 2021, le total des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux de la Société s'est élevé à 8,388 G\$, ce qui inclut des coûts non récurrents liés à des frais de restructuration et d'intégration. Bien que la Société ait réalisé des progrès à l'égard de ses initiatives de réduction des coûts, elle estime actuellement que les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du quatrième trimestre seront conformes au taux de production annualisé depuis le début de l'exercice en raison de l'augmentation prévue des volumes de production en amont au quatrième trimestre et de l'augmentation prévue des prix des intrants du gaz naturel. L'exposition de la Société à la hausse des coûts du gaz naturel est partiellement atténuée par l'augmentation des produits provenant des ventes d'électricité.

Charge (recouvrement) de rémunération fondée sur des actions après impôt par secteur

(en millions de dollars)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2021	30 septembre 2020	2021	30 septembre 2020
Sables pétrolifères	2	(6)	44	(13)
Exploration et production	—	(1)	5	(2)
Raffinage et commercialisation	1	(4)	26	(8)
Siège social et éliminations	(1)	(20)	78	(40)
Total de la charge (du recouvrement) de rémunération fondée sur des actions	2	(31)	153	(63)

L'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions après impôt s'est traduite par une charge de 2 M\$ au troisième trimestre de 2021, en comparaison d'un recouvrement de 31 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la variation moins importante du cours des actions de la Société au cours de la période à l'étude, comparativement à une diminution du cours des actions au 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	
		2021	2020	2021	2020
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	70,55	40,95	64,85	38,30
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	73,45	43,00	67,75	40,80
Écart de prix pétrole brut Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	7,80	3,50	6,25	7,35
MSW à Edmonton	\$ CA/b	83,75	51,30	75,90	44,50
WCS à Hardisty	\$ US/b	56,95	31,90	52,35	24,65
Écart léger/lourd WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(13,60)	(9,05)	(12,50)	(13,65)
Écart SYN/WTI	\$ US/b	(1,60)	(2,45)	(1,60)	(3,20)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	69,20	37,55	64,60	35,30
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,60	2,25	3,30	2,10
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	100,35	43,85	100,10	46,90
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,90	10,20	18,95	12,40
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,45	7,75	18,05	8,10
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	26,70	12,55	22,40	14,30
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,55	8,55	17,45	10,20
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,75	0,80	0,74
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,78	0,75	0,78	0,75

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. 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.

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

Le prix obtenu par Suncor pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux est influencé principalement par le cours du WTI à Cushing ainsi que par l'offre et la demande de pétrole brut synthétique peu sulfureux dans l'Ouest canadien. Les prix obtenus pour le pétrole brut synthétique peu sulfureux au troisième trimestre de 2021 reflètent une hausse du prix du WTI à Cushing, qui s'est établi à 70,55 \$ US/b en moyenne, en comparaison de 40,95 \$ US/b au troisième trimestre de 2020. Suncor produit également du pétrole brut synthétique sulfureux, dont le prix est influencé par divers cours de référence du brut, notamment, sans toutefois s'y limiter, le MSW à Edmonton et le WCS à Hardisty, et peut aussi varier en fonction des prix négociés pour les ventes au comptant. Le cours du MSW à Edmonton a augmenté pour s'établir à 83,75 \$/b au troisième trimestre de 2021, alors qu'il était de 51,30 \$/b au troisième trimestre de l'exercice précédent, tandis que le cours du WCS à Hardisty a augmenté pour s'établir à 56,95 \$ US/b au troisième trimestre de 2021, alors qu'il était de 31,90 \$ 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 les prix obtenus pour le bitume.

La Société met à profit son expertise commerciale et son réseau logistique pour optimiser la capacité de stockage de son infrastructure médiane sur la côte américaine du golfe du Mexique, ce qui se reflète dans les prix qu'elle obtient pour le bitume et le pétrole brut synthétique sulfureux. Les prix du bitume ont subi l'incidence défavorable de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd au troisième trimestre de 2021.

Le prix obtenu par Suncor pour la production provenant des actifs des secteurs E&P Canada et E&P International est influencé principalement par le cours du pétrole brut Brent, lequel a augmenté pour s'établir à 73,45 \$ US/b au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 43,00 \$ US/b au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor sont influencées principalement par les marges de craquage de référence 2-1-1, qui sont des indicateurs sectoriels qui donnent une estimation de la marge brute sur un baril de pétrole brut qui est raffiné pour produire de l'essence et des distillats. Les marges de craquage du marché sont établies en fonction des contrats cotés à un mois pour le WTI et les prix au comptant de l'essence et du diesel et ne reflètent pas nécessairement les marges obtenues dans une raffinerie donnée. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation obtenues par Suncor sont influencées par les coûts réels des charges d'alimentation en brut, la configuration de la raffinerie, la composition de l'assortiment de produits et les prix de marché obtenus dans le secteur Raffinage et commercialisation de Suncor. Les marges de craquage de référence sont également influencées par les exigences réglementaires des États-Unis en matière de mélanges de carburants renouvelables, ce qui peut accroître leur volatilité, puisque leur calcul ne tient pas compte du coût de la conformité à la réglementation.

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

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

Au troisième trimestre de 2021, les marges de craquage de référence 2-1-1 au port de New York et à Chicago ont augmenté par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison de la demande accrue pour les carburants de transport et afin de compenser la hausse du coût de la conformité à la réglementation associée aux exigences réglementaires en matière de mélanges de carburants renouvelables. L'indice 5-2-2-1 de Suncor s'est établi à 27,60 \$ US/b pour le troisième trimestre de 2021, contre 16,80 \$ US/b pour le troisième trimestre de 2020, en raison principalement de l'augmentation des marges de craquage de référence.

Le coût du gaz naturel utilisé pour les activités liées aux sables pétrolifères de Suncor et pour ses activités de raffinage est établi essentiellement en fonction des prix au comptant en Alberta au carrefour AECO. Le cours de référence AECO s'est établi en moyenne à 3,60 \$ le kpi³ au troisième trimestre de 2021, en hausse comparativement à 2,25 \$ le kpi³ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le surplus d'électricité produit par les actifs du secteur Sables pétrolifères de Suncor et est vendu à l'Alberta Electric System Operator; et le produit tiré de ces ventes est porté en déduction des charges d'exploitation décaissées applicables par baril. Le prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta, qui s'est établi en moyenne à 100,35 \$/MWh au troisième trimestre de 2021, a augmenté par rapport à celui de 43,85 \$/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 raffermi au troisième trimestre de 2021, le taux de change moyen ayant augmenté pour s'établir à 0,79 \$ US pour un dollar canadien, en comparaison de 0,75 \$ US pour un dollar canadien au troisième trimestre de l'exercice précédent. Cette hausse du taux de change a eu une incidence négative sur les prix obtenus par la Société au troisième trimestre de 2021 par rapport à ceux obtenus au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Suncor détient également des actifs et des passifs, y compris environ 63 % 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

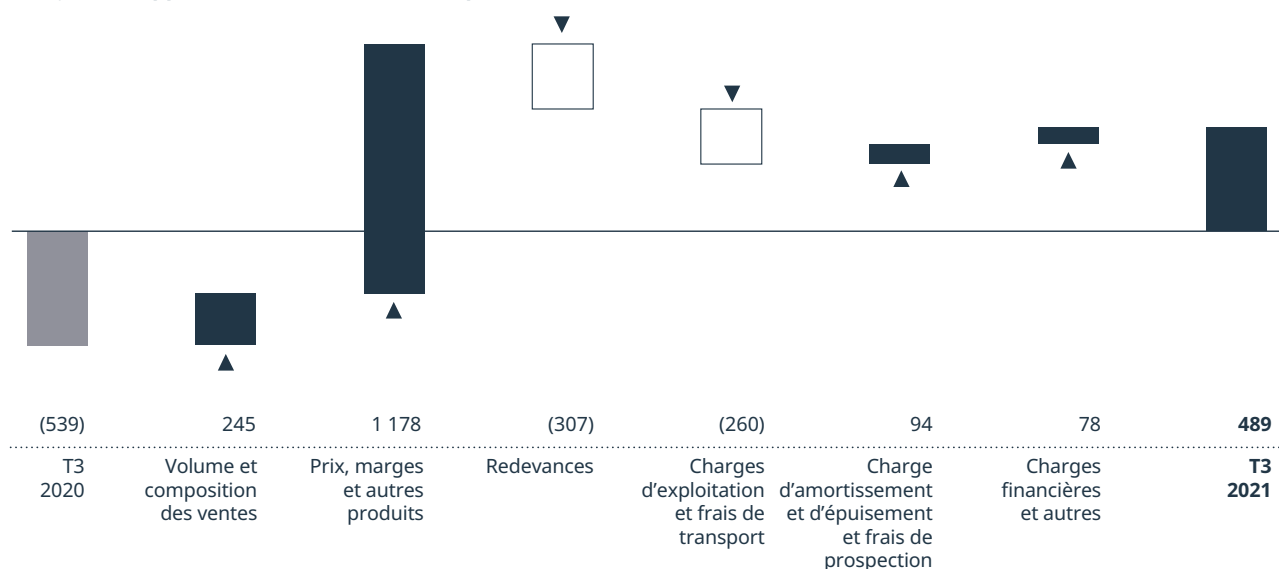
Sables pétrolifères

Principales données financières

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits bruts	4 977	2 567	13 964	7 536
Moins les redevances	(504)	(36)	(882)	(77)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	4 473	2 531	13 082	7 459
Résultat net	484	(531)	1 251	(3 503)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques ¹⁾	5	(8)	2	(8)
Pertes de valeur ²⁾	—	—	—	1 376
Résultat d'exploitation ³⁾	489	(539)	1 253	(2 135)
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	1 591	556	4 671	1 257

- 1) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.
- 2) 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.
- 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'exploitation ^{1),2)} (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.
- 2) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Pour le troisième trimestre de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 489 M\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 539 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette augmentation s'explique essentiellement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été influencés considérablement par la pandémie de COVID-19 au deuxième trimestre de l'exercice précédent, par la hausse des volumes de production et par la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection. Le bénéfice d'exploitation a été en partie contrebalancé par une hausse des redevances et des charges d'exploitation découlant de l'accroissement de la production de Suncor au troisième trimestre de 2021.

Volumes de production ¹⁾

(kb/j)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2021	30 septembre 2020	2021	30 septembre 2020
Production de pétrole brut synthétique et de diesel ²⁾	418,8	421,1	467,0	461,2
Diesel consommé à l'interne et transferts internes ^{3),4)}	(13,3)	(10,3)	(14,2)	(10,9)
Production valorisée	405,5	410,8	452,8	450,3
Production de bitume	203,9	108,2	186,0	117,2
Transferts internes de bitume ⁴⁾	(4,3)	—	(2,1)	—
Production de bitume non valorisé	199,6	108,2	183,9	117,2
Total de la production du secteur Sables pétrolifères	605,1	519,0	636,7	567,5

- 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. Pratiquement tout le 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) Les taux d'utilisation combinée des installations de valorisation sont calculés à l'aide du total de la production de produits valorisés, y compris le diesel consommé à l'interne et les transferts internes.
- 3) 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 2021, les volumes de production du secteur Sables pétrolifères comprennent 8 400 b/j de diesel consommés à l'interne, dont 6 300 b/j ont été consommés par l'usine de base du secteur Sables pétrolifères, 1 600 b/j par Fort Hills et 500 b/j par Syncrude. Les volumes de production de Syncrude comprennent 2 700 b/j de diesel consommés à l'interne.
- 4) Les transferts internes de la charge d'alimentation entre les activités du secteur Sables pétrolifères et celles de Syncrude au moyen des pipelines d'interconnexion sont compris dans les volumes bruts de production de pétrole brut synthétique et de bitume. Au troisième trimestre de 2021, les activités du secteur Sables pétrolifères comprenaient le transport, via les pipelines d'interconnexion, de 2 000 b/j de pétrole brut synthétique et de 1 500 b/j de bitume vers Syncrude au titre de la quote-part de Suncor. La production de Syncrude comprenait le transport, au moyen des pipelines d'interconnexion, de 200 b/j de pétrole brut synthétique et de 2 800 b/j de bitume vers l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production nette de pétrole brut synthétique de la Société s'est établie à 405 500 b/j pour le troisième trimestre de 2021, contre 410 800 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. La Société a mené à bien ses travaux de révision planifiés d'une durée de cinq ans à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères au troisième trimestre de 2021 et accéléré la cadence de production jusqu'à atteindre la capacité nominale après la clôture du trimestre. Le taux d'utilisation de l'usine de valorisation de Syncrude s'est élevé à 91 % pour le troisième trimestre de 2021, en comparaison de 78 % pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le taux d'utilisation du troisième trimestre de 2020 avait souffert de travaux de maintenance planifiés à Syncrude et d'un incident lié à l'exploitation survenu aux installations d'extraction secondaire de l'usine de base du secteur Sables pétrolifères.

La production de bitume non valorisé de la Société a augmenté pour s'établir à 199 600 b/j au troisième trimestre de 2021, contre 108 200 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse tient à l'efficacité soutenue des installations in situ de la Société et à l'incidence des travaux de maintenance planifiés d'envergure menés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères, travaux qui ont fait en sorte que moins de volumes provenant de Firebag ont été traités à l'unité de valorisation et que davantage de bitume non valorisé a été écoulé sur le marché. L'accroissement de la production a été partiellement contrebalancé par les travaux de maintenance planifiés menés à Firebag au troisième trimestre de 2021. Les volumes de production ont augmenté à Fort Hills au troisième trimestre de 2021 en regard de ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2021, des progrès significatifs ont été réalisés dans le cadre de la stratégie de cadence de production des activités minières et Fort Hills a poursuivi la gestion du retrait des morts-terrains et le grossissement des stocks de minerai comme prévu. Fort Hills devrait passer à une exploitation à deux trains d'extraction primaire et fonctionner à plein régime d'ici la fin de l'exercice.

Volume des ventes

(kb/j)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Pétrole brut synthétique et diesel	418,6	420,1	455,4	458,4
Bitume non valorisé	194,4	119,1	186,2	121,0
Total	613,0	539,2	641,6	579,4

Au troisième trimestre de 2021, le volume des ventes de pétrole brut synthétique et de diesel s'est établi à 418 600 b/j, en comparaison de 420 100 b/j au troisième trimestre de 2020, ce qui reflète la baisse de la production de produits valorisés.

Le volume des ventes de bitume non valorisé a augmenté pour s'établir à 194 400 b/j au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 119 100 b/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par les mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur les volumes de production dont il est question ci-dessus, en partie contrebalancés par une accumulation des stocks au cours de la période à l'étude.

Prix obtenus

Dédution faite des frais de transport, mais avant redevances (\$/b)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Pétrole brut synthétique et diesel	80,21	46,18	73,44	42,45
Bitume non valorisé	59,91	24,28	51,16	19,83
Ensemble des ventes de pétrole brut (tous les produits)	73,78	41,34	66,97	37,73
Ensemble des ventes de pétrole brut, par rapport au WTI	(15,12)	(13,19)	(14,16)	(14,10)

Au troisième trimestre de 2021, les prix obtenus par le secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport à ceux du deuxième trimestre de l'exercice précédent, ce qui reflète l'amélioration des prix des marchandises. La période précédente a subi l'incidence de la baisse considérable de la demande de carburants de transport ayant découlé des répercussions de la pandémie de COVID-19. Les prix obtenus ont augmenté par suite du redressement de la demande, de l'optimisme entourant la commercialisation d'un vaccin et de la stratégie adoptée par l'OPEP+ en matière de gestion de l'offre.

Redevances

Les redevances du secteur Sables pétrolifères ont augmenté au troisième trimestre de 2021 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de l'augmentation des redevances liées aux activités *in situ*, du fait que Firebag se situait à la phase postérieure au versement prévoyant la fourchette la plus élevée de son accord de redevances, de la hausse des prix obtenus pour le pétrole brut et de l'accroissement des volumes de production.

Charges et autres facteurs

Le total des charges d'exploitation et des frais de transport du secteur Sables pétrolifères a augmenté au troisième trimestre de 2021 par rapport à celui inscrit au trimestre correspondant de l'exercice précédent. 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 raison de la pandémie de COVID-19 ont été intégrés dans les charges d'exploitation et les frais de transport par actif. Toutefois, aux fins de comparaison, ces coûts n'ont pas été intégrés aux charges d'exploitation décaissées par baril.

Les charges d'exploitation du secteur Sables pétrolifères ont augmenté par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent en raison essentiellement de la hausse des coûts de production et de l'augmentation des prix du gaz naturel.

À Fort Hills, les charges d'exploitation ont augmenté au troisième trimestre de 2021 par rapport à celles du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'intensification des activités minières qui a été entreprise dans le but de retirer des morts-terrains et d'accroître les stocks de minerai en vue du passage à un fonctionnement à deux trains au quatrième trimestre. Le troisième trimestre de 2020 tenait compte de la réduction de coûts liée à l'exploitation d'un seul train découlant du contexte commercial moins favorable. Les charges d'exploitation du troisième trimestre de 2021 reflètent également l'incidence de la hausse des prix du gaz naturel comparativement à ceux du deuxième trimestre de l'exercice précédent.

La quote-part de Suncor des charges d'exploitation de Syncrude au troisième trimestre de 2021 a augmenté par rapport à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison principalement de la hausse des coûts de production et de l'augmentation des prix du gaz naturel, partiellement contrebalancée par la réduction des coûts liés aux travaux de maintenance.

La charge d'amortissement et d'épuisement du troisième trimestre de 2021 a été inférieure à celle du trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison du fait que le trimestre de l'exercice précédent tenait compte d'une hausse du montant décomptabilisé au titre des immobilisations corporelles et des actifs de prospection et d'évaluation.

Charges d'exploitation décaissées

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	2 004	1 650	5 922	5 430
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères	1 158	1 000	3 478	3 278
Coûts non liés à la production ²⁾	(40)	5	(158)	(90)
Coûts liés à la capacité énergétique excédentaire et autres coûts ³⁾	(68)	(54)	(274)	(193)
Variations des stocks	(31)	(1)	(34)	(75)
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾	1 019	950	3 012	2 920
Volumes de production du secteur Sables pétrolifères (kb/j)	381,7	325,6	438,1	369,8
Charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères ¹⁾ (\$/b)	29,05	31,75	25,20	28,80
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Fort Hills	232	130	624	598
Coûts non liés à la production ²⁾	(25)	(8)	(83)	(45)
Variations des stocks	(16)	15	(10)	(37)
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾	191	137	531	516
Volumes de production de Fort Hills (kb/j)	50,8	42,6	49,1	56,8
Charges d'exploitation décaissées de Fort Hills ¹⁾ (\$/b)	40,90	35,20	39,70	33,25
Rapprochement des charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux liés à Syncrude	614	520	1 820	1 554
Coûts non liés à la production ²⁾	(71)	(11)	(196)	(47)
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾	543	509	1 624	1 507
Volumes de production de Syncrude (kb/j)	190,2	161,1	165,8	151,7
Charges d'exploitation décaissées de Syncrude ¹⁾ (\$/b)	31,05	34,35	35,90	36,25

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 ajustements de la rémunération fondée sur des actions, les frais de recherche, les frais de démarrage de projets et les ajustements visant à rendre compte du coût des transferts internes à l'actif récepteur au coût de production. De plus, les coûts non liés à la production tiennent compte des coûts de mise en veilleuse associés au report de projets d'investissement et des coûts supplémentaires engagés en raison de la pandémie de COVID-19. Les coûts non liés à la production pour 2020 tiennent compte de l'aide consentie dans le cadre du programme de SSUC. Les coûts non liés à la production engagés à Fort Hills et à Syncrude comprennent aussi notamment les produits liés à l'énergie excédentaire produite par les unités de cogénération et un ajustement pour rendre compte du diesel produit à l'interne par le secteur Sables 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 des unités de cogénération et des charges liées au gaz naturel comptabilisées au titre d'un arrangement non monétaire conclu avec un tiers traitant.

Les charges d'exploitation décaissées ¹⁾ du secteur Sables pétrolifères ont diminué pour s'établir à 29,05 \$ par baril au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 31,75 \$ par baril au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'accroissement des volumes de production, partiellement contrebalancé par l'augmentation des charges d'exploitation, des frais de vente et des frais généraux dont il est question ci-dessus.

Les coûts non liés à la production du secteur Sables pétrolifères, qui ne sont pas pris en compte dans le calcul des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au cours du trimestre à l'étude comparativement à ceux de la période correspondante de l'exercice précédent, du fait que le trimestre correspondant de l'exercice précédent tenait compte de la SSUC, facteur en partie contrebalancé par les coûts de mise en veilleuse et les coûts engagés en réaction à la pandémie de COVID-19.

Les variations des stocks du secteur Sables pétrolifères reflètent un prélèvement sur les stocks au cours de la période à l'étude.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills ¹⁾ se sont établies à 40,90 \$ au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 35,20 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui rend compte des activités minières accrues visant à retirer les morts-terrains et à augmenter les stocks de minerai découlant du passage prévu à un fonctionnement à deux trains, ce qui a été en partie contrebalancé par des volumes de production plus élevés. Au troisième trimestre 2021, les coûts non liés à la production ont été plus élevés que ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que le deuxième trimestre de l'exercice précédent tenait compte de la SSUC, facteur partiellement contrebalancé par les coûts supplémentaires engagés en réaction à la pandémie de COVID-19. Les variations des stocks observées au troisième trimestre de 2021 reflètent un prélèvement sur les stocks, comparativement à une révision de l'évaluation des stocks en partie contrebalancée par un prélèvement sur les stocks au troisième trimestre de 2020.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude ¹⁾ ont fléchi pour s'établir à 31,05 \$ au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 34,35 \$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique par la production plus élevée, partiellement contrebalancée par l'augmentation des charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux, comme il est décrit ci-dessus. Les coûts non liés à la production de Syncrude, qui sont exclus des charges d'exploitation décaissées, ont augmenté au cours du trimestre à l'étude comparativement au trimestre correspondant de l'exercice précédent, du fait que le deuxième trimestre de l'exercice précédent tenait compte de la SSUC.

Résultats des neuf premiers mois de 2021

Pour les neuf premiers mois de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice net de 1,251 G\$, en comparaison d'une perte nette de 3,503 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Outre les facteurs ayant eu une incidence sur le résultat d'exploitation qui sont mentionnés ci-dessous, le bénéfice net des neuf premiers mois de 2021 tient compte d'une perte latente après impôt de 2 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques. La perte nette des neuf premiers mois de 2020 tenait compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 1,376 G\$ et d'un profit latent après impôt de 8 M\$ comptabilisé au titre des activités de gestion des risques.

Pour les neuf premiers mois de 2021, le secteur Sables pétrolifères a inscrit un bénéfice d'exploitation de 1,253 G\$, en comparaison d'une perte d'exploitation de 2,135 G\$ pour la période correspondante de 2020. Cette augmentation s'explique essentiellement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été influencés considérablement par la pandémie de COVID-19 et les problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ à la période correspondante de l'exercice précédent et par la hausse des volumes de production, facteurs en partie contrebalancés par l'augmentation des redevances et des charges d'exploitation.

Les fonds provenant de l'exploitation du secteur Sables pétrolifères se sont élevés à 4,671 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 1,257 G\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent. Cette hausse est principalement 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 25,20 \$ pour les neuf premiers mois de 2021, en baisse par rapport à 28,80 \$ en moyenne pour les neuf premiers mois de 2020, en raison de la production accrue, partiellement contrebalancée par l'augmentation des prix du gaz naturel.

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

Pour les neuf premiers mois de 2021, les charges d'exploitation décaissées par baril de Fort Hills se sont établies en moyenne à 39,70 \$, en comparaison de 33,25 \$ pour la période correspondante de 2020, ce qui reflète l'intensification des activités minières visant à augmenter les stocks de minerai en vue du passage à un fonctionnement à deux trains. La production plus élevée des neuf premiers mois de 2020 rendait compte du fonctionnement de Fort Hills avec deux trains d'extraction primaire au début de l'exercice. En réponse à la pandémie de COVID-19, la Société a géré la production en fonction de la réduction de la demande en aval, en passant temporairement à un seul train à Fort Hills au deuxième trimestre de 2020.

Les charges d'exploitation décaissées par baril de Syncrude se sont établies en moyenne à 35,90 \$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 36,25 \$ pour les neuf premiers mois de 2020. Cette hausse découle principalement d'une hausse des volumes de production, en partie contrebalancée par un plus grand volume de travaux de maintenance planifiés et l'augmentation des prix du gaz naturel.

Travaux de maintenance planifiés

La Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au quatrième trimestre de 2021. Au troisième trimestre de 2021, les importants travaux de révision planifiés exécutés à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et les travaux de maintenance planifiés menés à Firebag ont été achevés.

Exploration et production

Principales données financières

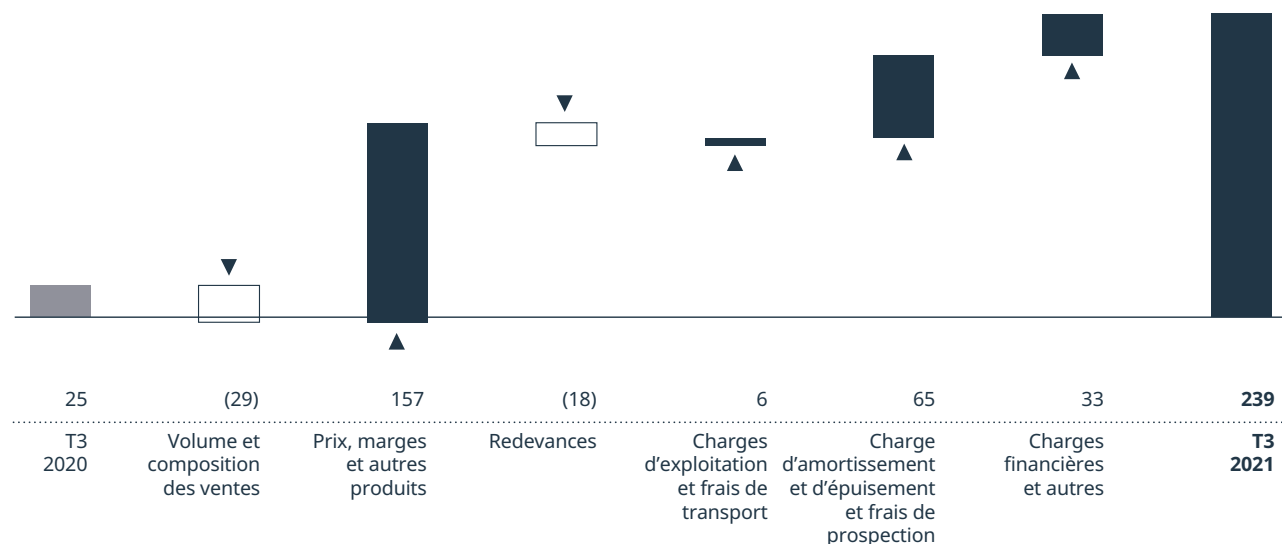
(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Produits bruts ¹⁾	691	512	2 052	1 344
Moins les redevances ¹⁾	(56)	(30)	(183)	(58)
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	635	482	1 869	1 286
Résultat net	407	25	820	(453)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit:				
Dépréciation d'actifs (reprise) ²⁾	(168)	—	(168)	422
Résultat d'exploitation ³⁾	239	25	652	(31)
Fonds provenant de l'exploitation ³⁾	357	260	1 053	742

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 53 M\$ pour le troisième trimestre de 2021 et de 188 M\$ pour les neuf premiers mois de 2021 qui est requise aux fins de la présentation sur la base de la participation directe dans les états financiers de la Société. Au cours des neuf premiers mois de 2020, la production, les produits et les redevances ne tenaient compte d'aucune vente en Libye.

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

3) 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'exploitation ¹⁾ (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 E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 239 M\$ pour le troisième trimestre de 2021, en hausse comparativement à celui de 25 M\$ inscrit pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par une augmentation des prix obtenus pour le pétrole brut et par une diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection, en partie contrebalancée par la baisse du volume des ventes et par l'augmentation des redevances.

Volumes de production

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
E&P Canada (kb/j)	54,4	57,1	56,6	60,6
E&P International (kbep/j)	39,1	40,1	34,3	42,3
Production totale (kbep/j)	93,5	97,2	90,9	102,9
Total des volumes de ventes (kbep/j)	76,3	96,0	88,1	103,9

Les volumes de production d'E&P Canada se sont établis à 54 400 b/j au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 57 100 b/j au troisième trimestre de l'exercice précédent, ce qui s'explique principalement par le déclin naturel et par la baisse de la performance des actifs. Les résultats des deux périodes ont pâti de l'absence de production provenant de Terra Nova, l'actif étant hors service depuis le quatrième trimestre de 2019. Au cours du troisième trimestre de 2021, Suncor et les coentrepreneurs du projet Terra Nova ont finalisé l'entente visant à restructurer la propriété de l'actif et à aller de l'avant avec le projet de prolongation de sa durée de vie. Cette entente accroît la participation directe de la Société pour la faire passer d'environ 38 % à 48 %, pour une contrepartie en trésorerie payable par les propriétaires sortants, et tient compte de la redevance et le soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador annoncés précédemment. La Société a reçu, pour une participation directe supplémentaire de 10 % dans le projet Terra Nova, une contrepartie en trésorerie de 26 M\$ (déduction faite de l'impôt de 8 M\$) qui servira à financer une partie des dépenses en immobilisations liées au projet pour 2022. Les travaux de maintenance ont débuté vers la mi-septembre sur l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova. Une fois les travaux achevés, l'unité devrait passer en cale sèche à Ferrol, en Espagne, plus tard au cours de l'exercice. La reprise sécuritaire des activités est prévue avant la fin de 2022.

La production du secteur E&P International s'est établie à 39 100 bep/j au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 40 100 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent. La diminution des volumes de production enregistrée au cours du trimestre à l'étude s'explique principalement par le déclin naturel, en partie contrebalancé par la hausse de la production du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle et par les chargements effectués en Lybie au troisième trimestre de 2021, alors qu'il n'y avait eu aucun chargement en Lybie au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le volume des ventes du secteur E&P a diminué pour s'établir à 76 300 bep/j au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 96 000 bep/j au trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison d'une accumulation des stocks du secteur E&P International liée au calendrier des ventes acheminées par navire.

Prix obtenus

Déduction faite des frais de transport, mais avant les redevances	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Exploration et production				
E&P Canada – pétrole brut et liquides de gaz naturel (\$/b)	90,23	56,21	81,43	48,25
E&P International ¹⁾ (\$/bep)	85,29	54,06	77,09	49,53

1) Les prix obtenus pour la production du secteur E&P International excluent la Libye.

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

Redevances

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

Charges et autres facteurs

Les charges d'exploitation et frais de transport du troisième trimestre de 2021 ont été semblables à ceux du trimestre correspondant de l'exercice précédent.

La charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection du troisième trimestre de 2021 a diminué par rapport à celle du deuxième trimestre de l'exercice précédent, à la suite du fléchissement du volume des ventes et du fait qu'il n'y ait aucune charge d'amortissement et d'épuisement au titre des actifs de White Rose de la Société en raison des pertes de valeur au quatrième trimestre de 2020 ni au titre du projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle en raison du classement des actifs comme actifs détenus en vue de la vente au troisième trimestre de 2021.

Reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt

Pour le troisième trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt de 168 M\$ (déduction faite de l'impôt de 53 M\$) à l'égard de sa participation dans l'actif Terra Nova en raison de l'avancement du projet visant à prolonger sa durée de vie et de l'incidence favorable liée à la redevance et au soutien financier du gouvernement de Terre-Neuve-et-Labrador.

Résultats des neuf premiers mois de 2021

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice net de 820 M\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison d'une perte nette de 453 M\$ 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, le bénéfice net des neuf premiers mois de 2021 tient compte d'une reprise de perte de valeur hors trésorerie après impôt de 168 M\$ liée à la quote-part de la Société des actifs de Terra Nova. Le bénéfice net des neuf premiers mois de 2020 tient compte de pertes de valeur hors trésorerie après impôt de 422 M\$ liées à la quote-part de la Société des actifs de White Rose et de Terra Nova.

Le secteur E&P a inscrit un bénéfice d'exploitation de 652 M\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 31 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020. L'augmentation s'explique principalement par une hausse des prix obtenus pour le pétrole brut, les cours de référence du brut ayant été influencés considérablement par les répercussions de la pandémie de COVID-19 et les problèmes liés à l'offre de l'OPEP+ au premier semestre de l'exercice précédent, ainsi que par la diminution de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection, en partie contrebalancées par la baisse des volumes de production et la hausse des redevances.

Les fonds provenant de l'exploitation se sont établis à 1,053 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 742 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020, en raison des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, à l'exception de l'incidence de la charge d'amortissement et d'épuisement et frais de prospection.

Événement postérieur à la date de clôture

Après le troisième trimestre de 2021, la Société a conclu la vente de sa participation directe de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle pour un produit après impôt de 250 M\$ US, déduction faite des ajustements de clôture et des

autres coûts de clôture, et une contrepartie éventuelle future d'au plus 50 M\$ US, ce qui a donné lieu à un profit sur la vente après impôt estimé d'environ 235 M\$. La Société a conclu la vente le 22 octobre 2021, la date de prise d'effet étant le 1^{er} janvier 2021.

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 2021.

Raffinage et commercialisation

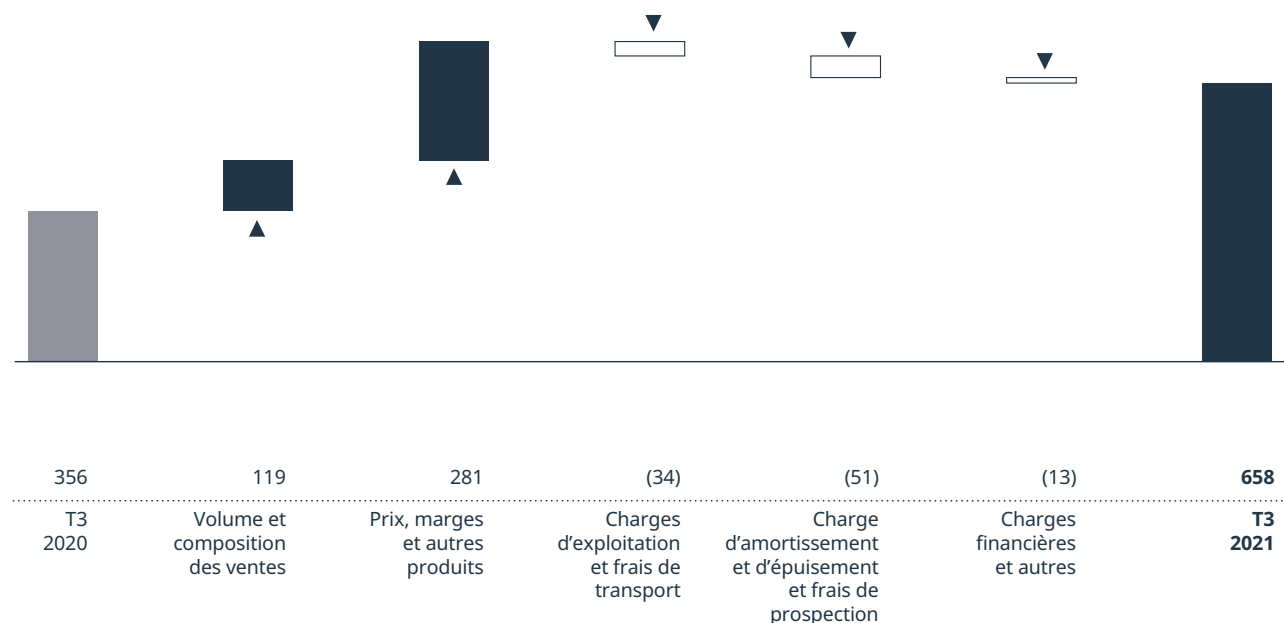
Principales données financières

	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
(en millions de dollars)	2021	2020	2021	2020
Produits d'exploitation	6 341	4 050	16 292	11 396
Résultat net	646	384	1 728	598
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte latente (profit latent) sur les activités de gestion des risques ¹⁾	12	(28)	5	4
Résultat d'exploitation ²⁾	658	356	1 733	602
Fonds provenant de l'exploitation ²⁾	947	594	2 490	1 293

1) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

2) 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'exploitation ^{1),2)} (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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres de la période comparative ont été retraités pour refléter ce changement.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 658 M\$ pour le troisième trimestre de 2021, en hausse en comparaison de 356 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison essentiellement de la hausse des marges de raffinage et de commercialisation attribuable à l'augmentation considérable des marges de craquage de référence et à l'accroissement du débit de traitement du brut et des ventes de produits raffinés au cours du troisième trimestre de 2021 par rapport au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Volumes

	Trimestres clos les 30 septembre 2021 2020		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021 2020	
Pétrole brut traité (kb/j)				
Est de l'Amérique du Nord	212,3	208,7	198,9	197,0
Ouest de l'Amérique du Nord	248,0	191,0	205,9	199,5
Total	460,3	399,7	404,8	396,5
Taux d'utilisation des raffineries ^{1),2)} (%)				
Est de l'Amérique du Nord	96	94	90	89
Ouest de l'Amérique du Nord	102	80	84	83
Total	99	87	87	86
Ventes de produits raffinés (kb/j)				
Essence	236,5	233,4	223,4	214,5
Distillat	233,8	220,6	225,4	213,2
Autres	81,2	80,0	72,3	73,9
Total	551,5	534,0	521,1	501,6
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS ³⁾ (\$/b)	35,75	30,75	38,10	25,10
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS ³⁾ (\$/b)	33,80	25,00	31,25	29,95
Charges d'exploitation de raffinage ³⁾ (\$/b)	5,45	5,40	5,90	5,60

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) La capacité de traitement du pétrole brut pour 2021 s'est établie à 146 000 b/j à la raffinerie d'Edmonton, en hausse par rapport à 142 000 b/j pour 2020.

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

Le débit de traitement du brut par les raffineries s'est accru pour s'établir à 460 300 b/j et le taux d'utilisation des raffineries s'est chiffré à 99 % au troisième trimestre de 2021, contre un débit de traitement du brut de 399 700 b/j et un taux d'utilisation de 87 % au troisième trimestre de 2020, ce qui reflète un taux d'utilisation élevé de l'ensemble des raffineries comparativement à celui des périodes correspondantes de 2018 et de 2019, malgré une demande d'essence et de diesel enregistrée au Canada que l'on estime inférieure de 7 % ¹⁾ à celle de la période correspondante de 2019. Les résultats du trimestre correspondant de l'exercice précédent rendent compte de taux d'utilisation moindres du fait de l'achèvement de travaux de révision planifiés d'une durée de huit semaines à la raffinerie d'Edmonton et d'une baisse de la demande de produits raffinés.

Les ventes de produits raffinés ont augmenté pour s'établir à 551 500 b/j au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 534 000 b/j pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Les taux d'utilisation élevés enregistrés au cours du trimestre, la hausse de la demande et des circuits de vente bien établis ont permis à la Société de tirer parti de l'amélioration du contexte commercial.

1) Sources : IHS Markit et Statistique Canada.

Marges brutes de raffinage et de commercialisation

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

- Calculées selon la méthode DEPS²⁾, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor ont augmenté pour s'établir à 33,80 \$/b au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 25,00 \$/b pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, en raison de l'amélioration des marges de craquage du marché et de la demande ainsi que de l'élargissement des écarts de prix du pétrole brut lourd. Les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor reflètent également les avantages liés à la charge d'alimentation de Suncor, qui lui permettent de traiter du pétrole brut plus lourd, et ses capacités en matière de commercialisation et de logistique ainsi que de solides circuits de vente au sein de ses réseaux de vente au détail et en gros intégré.
- Calculées selon la méthode PEPS, les marges brutes de raffinage et de commercialisation de Suncor se sont établies à 35,75 \$/b au troisième trimestre de 2021, en hausse comparativement à celles de 30,75 \$/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 2021, l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS²⁾, s'est traduite par un profit après impôt de 84 M\$, alors qu'elle a donné lieu à un profit après impôt de 164 M\$ pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent, ce qui représente dans l'ensemble une incidence défavorable de 34 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 et la charge d'amortissement et d'épuisement ont été plus élevées au troisième trimestre de 2021 qu'au troisième trimestre de 2020, en raison principalement d'une hausse du débit de traitement et d'une augmentation des cours des marchandises au cours de la période à l'étude et de l'incidence favorable de la SSUC au troisième trimestre de l'exercice précédent. Les charges d'exploitation de raffinage³⁾ par baril se sont établies à 5,45 \$ au troisième trimestre de 2021, ce qui est comparable à celles de 5,40 \$ inscrites pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Résultats des neuf premiers mois de 2021

Le secteur R&C a inscrit un résultat net de 1,728 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, contre 598 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessous, le résultat net les neuf premiers mois de 2021 tient compte d'une perte latente après impôt de 5 M\$ comptabilisée au titre des activités de gestion des risques, comparativement à 4 M\$ pour les neuf premiers mois de l'exercice précédent.

Le secteur R&C a inscrit un résultat d'exploitation de 1,733 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 602 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020. Cette hausse est surtout attribuable à un profit lié à l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS découlant d'une hausse marquée des cours de référence du pétrole brut et des produits raffinés par rapport à la période correspondante de l'exercice précédent, pour lequel une perte découlant de l'évaluation des stocks selon la méthode PEPS avait été comptabilisée. Au cours des neuf premiers mois de 2021, l'incidence de l'évaluation des stocks par la Société selon la méthode PEPS, comparativement à l'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode comptable DEPS, a eu une incidence positive sur le résultat d'exploitation et les fonds provenant de l'exploitation de 689 M\$ après impôt, en comparaison d'une incidence négative de 428 M\$ après impôt pour les neuf premiers mois de 2020.

Pour les neuf premiers mois de 2021, les fonds provenant de l'exploitation se sont chiffrés à 2,490 G\$, en hausse comparativement à ceux de 1,293 G\$ inscrits pour les neuf premiers mois de 2020, 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 achevé la totalité des travaux de maintenance planifiés d'envergure portant sur les raffineries pour 2021.

2) L'incidence estimative de l'évaluation selon la méthode DEPS est une mesure financière hors PCGR. Se reporter à la rubrique « Mise en garde concernant les mesures financières hors PCGR » du présent rapport de gestion.

3) Les charges d'exploitation de raffinage sont 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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Résultat net	(660)	110	(1 233)	(793)
Ajusté pour rendre compte de ce qui suit :				
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	257	(290)	(80)	253
Charge de restructuration ¹⁾	—	—	126	—
Perte liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme ²⁾	60	—	60	—
Résultat d'exploitation ³⁾	(343)	(180)	(1 127)	(540)
<i>Siège social</i>	(316)	(203)	(958)	(654)
<i>Éliminations</i>	(27)	23	(169)	114
Fonds affectés à de l'exploitation ³⁾	(254)	(244)	(1 101)	(637)

1) Au premier trimestre de 2021, la Société a comptabilisé une charge de restructuration liée à la réduction des effectifs annoncée précédemment.

2) Charges liées au remboursement anticipé d'une dette.

3) 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 316 M\$ au troisième trimestre de 2021, en comparaison d'une perte d'exploitation de 203 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent. Cette hausse de la perte d'exploitation s'explique par les coûts associés aux améliorations technologiques et numériques ainsi qu'à l'incidence des règlements fiscaux, facteurs partiellement contrebalancés par le profit de change lié aux activités d'exploitation comptabilisés pour le trimestre à l'étude, en comparaison d'une perte de change liée aux activités d'exploitation pour le trimestre correspondant de l'exercice précédent. Le troisième trimestre de 2021 reflète également l'incidence d'un recouvrement de rémunération fondée sur des actions moins élevé par rapport au troisième trimestre de l'exercice précédent. Au troisième trimestre de 2021, Suncor a incorporé des coûts d'emprunt de 38 M\$ au coût d'actifs liés à de grands programmes de mise en valeur et de construction en cours, comparativement à 29 M\$ au trimestre correspondant de l'exercice précédent.

Le secteur Éliminations reflète le report ou la réalisation du profit ou de la perte sur les ventes de pétrole brut entre le secteur Sables pétrolifères et les raffineries de Suncor. Des profits et des pertes consolidés ne sont réalisés que lorsque les produits raffinés produits à partir d'achats intersectoriels de charges d'alimentation en brut ont été vendus à des tiers. Au troisième trimestre de 2021, la Société a reporté un profit intersectoriel après impôt de 27 M\$, alors qu'elle avait réalisé un profit intersectoriel et éliminé des pertes latentes de 23 M\$ après impôt au troisième trimestre de l'exercice précédent. Le report du profit intersectoriel au troisième trimestre de 2021 s'explique par une hausse du cours de référence comparativement à une baisse au troisième trimestre de 2020.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 254 M\$ au troisième trimestre de 2021, en comparaison de 244 M\$ au troisième trimestre de 2020; 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 des règlements fiscaux et de la rémunération fondée sur des actions.

Résultats des neuf premiers mois de 2021

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte nette de 1,233 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 793 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020. Outre les facteurs qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont mentionnés ci-dessus, la perte nette des neuf premiers mois de 2021 tient compte d'une charge de restructuration après impôt de 126 M\$ liée à la réduction des effectifs comptabilisée au premier trimestre de 2021, d'un profit de change latent après impôt de 80 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains et d'une perte après impôt de 60 M\$ liée au remboursement anticipé d'une dette à long terme au troisième trimestre de 2021. La perte nette des neuf premiers mois de 2020 tenait compte d'une perte de change latente après impôt de 253 M\$ à la réévaluation de la dette libellée en dollars américains.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit une perte d'exploitation de 1,127 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 540 M\$ pour les neuf premiers mois de 2020. L'augmentation de la perte d'exploitation s'explique par la

comptabilisation d'une charge de rémunération fondée sur des actions au cours des neuf premiers mois de 2021, comparativement à un recouvrement de rémunération fondée sur des actions pour les neuf premiers mois de 2020, par les coûts liés aux améliorations technologiques et numériques au cours des neuf premiers mois de 2021 et par le fait qu'un profit intragroupe a été éliminé au cours de l'exercice à l'étude, tandis qu'une perte intragroupe avait été éliminée à la période correspondante de l'exercice précédent. Au cours des neuf premiers mois de 2021, la Société a incorporé à l'actif une tranche de 106 M\$ de ses coûts d'emprunt, en comparaison d'une tranche de 94 M\$ au cours des neuf premiers mois de 2020.

Le secteur Siège social et éliminations a inscrit des fonds affectés à l'exploitation de 1,101 G\$ pour les neuf premiers mois de 2021, en comparaison de 637 M\$ pour la période correspondante de l'exercice précédent; ceux-ci reflètent l'incidence des mêmes facteurs que ceux qui ont influé sur le résultat d'exploitation et qui sont décrits ci-dessus, compte non tenu de l'incidence de la charge de rémunération fondée sur des actions. Les fonds affectés à l'exploitation reflètent également la charge de restructuration liée à la réduction des effectifs comptabilisée au premier trimestre de 2021.

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 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Sables pétrolifères	935	661	2 308	2 108
Exploration et production	64	99	197	409
Raffinage et commercialisation	142	156	637	334
Siège social et éliminations	80	25	229	108
Total des dépenses en immobilisations et frais de prospection	1 221	941	3 371	2 959
Moins la tranche d'intérêts sur la dette incorporés à l'actif	(38)	(29)	(106)	(94)
	1 183	912	3 265	2 865

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

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2021			Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021		
	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						
<i>Sables pétrolifères – Activités de base</i>	444	122	566	906	295	1 201
<i>Activités in situ</i>	41	78	119	94	208	302
<i>Fort Hills</i>	87	—	87	180	—	180
<i>Syncrude</i>	114	22	136	492	59	551
Exploration et production	—	57	57	—	176	176
Raffinage et commercialisation	123	19	142	598	38	636
Siège social et éliminations	12	64	76	39	180	219
	821	362	1 183	2 309	956	3 265

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.

Les dépenses en immobilisations de la Société en 2021 sont dirigées vers la sécurité et la fiabilité des activités de la Société et fortement orientées vers le maintien et la maintenance des actifs, ce qui prévoit notamment des travaux de révision planifiés

importants visant l'ensemble de ses raffineries du secteur Sables pétrolifères, y compris des travaux de révision planifiés importants à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères et des travaux de révision planifiés à la plus grande installation de cokéfaction de Syncrude. La totalité des travaux de maintenance planifiés importants ont été réalisés pour 2021 et la Société ne prévoit pas mener de travaux de maintenance d'envergure au quatrième trimestre de 2021.

La Société a engagé des dépenses en immobilisations de 1,183 G\$ au cours du troisième trimestre de 2021, compte non tenu des intérêts incorporés à l'actif, comparativement à 912 M\$ au cours du trimestre correspondant de l'exercice précédent. En 2020, en raison des répercussions de la pandémie de COVID-19, la Société a reporté, suspendu et annulé certains projets d'investissement ou modifié l'étendue des travaux afin de réduire les coûts et de se conformer aux mesures de sécurité liées à la COVID-19.

L'activité du troisième trimestre de 2021 est résumée ci-dessous par secteur d'activité.

Sables pétrolifères

Les dépenses en immobilisations du secteur Sables pétrolifères – Activités de base ont totalisé 566 M\$ troisième trimestre de 2021 et ont été principalement affectées aux dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance, notamment aux travaux de révision planifiés importants à l'unité de valorisation de base 2 du secteur Sables pétrolifères, ainsi qu'aux investissements économiques visant à faire progresser la cogénération à faibles émissions de carbone afin de remplacer les chaudières à coke.

Pour le troisième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées aux activités *in situ* ont totalisé 119 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations axées sur les activités d'investissement économiques, notamment les investissements continus dans les projets de plateformes de puits, ainsi que sur les activités de maintien et de maintenance, y compris les travaux de maintenance planifiés menés à Firebag.

Pour le troisième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Fort Hills ont totalisé 87 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance de la mine et des installations de gestion des produits de queue.

Pour le troisième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations liées à Syncrude ont totalisé 136 M\$ et représentent essentiellement des dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance.

Exploration et production

Pour le troisième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations et frais de prospection du secteur E&P ont totalisé 57 M\$ et ont porté sur les projets d'investissements économiques, notamment les travaux de forage de développement à Hebron et des travaux de mise en valeur à Buzzard et au projet Fenja.

Au troisième trimestre de 2021, les coentrepreneurs du projet Terra Nova ont finalisé l'entente visant à restructurer la propriété de l'actif et à aller de l'avant avec le projet de prolongation de sa durée de vie. La conclusion de cette entente n'a pas d'incidence sur le programme de dépenses en immobilisations de Suncor pour 2021.

Raffinage et commercialisation

Au troisième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du secteur R&C, qui se sont élevées à 142 M\$, se rapportent principalement aux activités de maintien et de maintenance des actifs.

Siège social et éliminations

Au troisième trimestre de 2021, les dépenses en immobilisations du siège social se sont établies à 76 M\$ et ont été affectées principalement aux initiatives de la Société en matière de transformation numérique et au projet de parc éolien Forty Mile.

6. Situation financière et situation de trésorerie

Indicateurs

	Périodes de douze mois closes les 30 septembre	
	2021	2020
Rendement du capital investi ^{1),2)} (%)	4,5	(10,2)
Ratio dette nette/fonds provenant de l'exploitation ^{3),4)} (en nombre de fois)	2,0	3,8
Couverture des intérêts sur la dette à long terme (en nombre de fois)		
Base du résultat ⁵⁾	3,9	(7,5)
Base des fonds provenant de l'exploitation ^{4),6)}	10,0	5,4
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	34,3	36,8
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres ^{3),7)} (%)	31,5	35,2
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location ^{3),7)} (%)	27,5	31,6

- 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 aurait été de 4,9 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2021, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 423 M\$ après impôt au quatrième trimestre de 2020 et de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 168 M\$ après impôt au troisième trimestre de 2021. Le RCI aurait été de (1,3) % 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 ni 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.
- 7) Au premier trimestre de 2021, la Société a ajouté deux mesures supplémentaires de la dette qui reflètent des informations additionnelles que la direction utilise pour évaluer la gestion du capital.

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 2021, de l'ordre de 3,8 G\$ à 4,5 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 brutes 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 2,309 G\$ pour le trimestre clos le 30 septembre 2021, en hausse comparativement au montant de 2,035 G\$ inscrit au 30 juin 2021, en raison des flux de trésorerie provenant des activités d'exploitation excédant les dépenses en immobilisations et frais de prospection de la Société, d'une diminution de la dette, des versements de dividendes et du rachat par Suncor de ses propres actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités au troisième trimestre de 2021.

La trésorerie et les équivalents de trésorerie ont augmenté au cours de la période de neuf mois close le 30 septembre 2021 par rapport au montant de 1,885 G\$ inscrit au 31 décembre 2020, en raison du fait que les flux de trésorerie provenant des activités

d'exploitation ont été supérieurs aux dépenses en immobilisations et frais de prospection, de la réduction de la dette, des versements de dividendes et du rachat par Suncor de ses propres actions dans le cadre de son offre publique de rachat dans le cours normal des activités.

Au 30 septembre 2021, la durée moyenne pondérée à courir jusqu'à l'échéance du portefeuille de placements à court terme de la Société était d'environ 22 jours.

Les facilités de crédit disponibles pour répondre aux besoins de liquidités totalisaient 4,050 G\$ au 30 septembre 2021, en baisse par rapport à 6,043 G\$ au 31 décembre 2020. Cette diminution des liquidités est principalement attribuable à l'annulation de facilités de crédit bilatérales de 2,8 G\$ en mars et en avril 2020 qui avaient été conclues afin d'assurer que la Société dispose de ressources financières suffisantes dans le cadre de la pandémie de COVID-19, ainsi qu'à la réduction du montant des facilités de crédit consortiales de la Société. La diminution a été partiellement contrebalancée par une augmentation du crédit disponible attribuable à la baisse du solde de papier commercial.

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.

Au troisième trimestre de 2021, Suncor a exercé l'option de rachat anticipé sur ses billets non garantis de premier rang d'un montant de 750 M\$ US assortis d'un taux d'intérêt de 3,60 %, qui arrivaient initialement à échéance le 1^{er} décembre 2024. Une prime a été payée au titre du rachat anticipé de la dette, les économies d'intérêts futures devant plus que contrebalancer ce montant.

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 2021, le ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres était de 34,3 % (37,8 % au 31 décembre 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 2021	31 décembre 2020
Dette à court terme	1 484	3 566
Tranche courante de la dette à long terme	611	1 413
Tranche courante des obligations locatives à long terme	314	272
Dette à long terme	13 998	13 812
Obligations locatives à long terme	2 573	2 636
Dette totale	18 980	21 699
Moins la trésorerie et ses équivalents	2 309	1 885
Dette nette	16 671	19 814
Capitaux propres	36 300	35 757
Dette totale majorée des capitaux propres	55 280	57 456
Ratio dette totale/dette totale majorée des capitaux propres (%)	34,3	37,8
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres (%)	31,5	35,7
Ratio dette nette/dette nette majorée des capitaux propres, compte non tenu des contrats de location (%)	27,5	32,1

Évolution de la dette

(en millions de dollars)	Trimestres clos les 30 septembre 2021	Périodes de neuf mois closes les 30 septembre 2021
Dette totale à l'ouverture de la période	20 716	21 699
Diminution de la dette à long terme	(1 030)	(657)
Diminution de la dette à court terme	(1 155)	(2 061)
Augmentation de l'obligation locative	170	252
Paievements de loyers	(69)	(237)
Incidence du change sur la dette et autres	348	(16)
Dette totale au 30 septembre 2021	18 980	18 980
Moins la trésorerie et ses équivalents au 30 septembre 2021	2 309	2 309
Dette nette au 30 septembre 2021	16 671	16 671

La dette totale de la Société a diminué au troisième trimestre de 2021, en raison d'une baisse importante de la dette à court terme, du remboursement sur la dette à long terme et des paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours du troisième trimestre de 2021, facteurs partiellement contrebalancés par l'incidence défavorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 30 juin 2021 et par les contrats de location conclus au cours du troisième trimestre de 2021.

La dette totale de la Société a diminué au cours des neuf premiers mois de 2021, ce qui s'explique par la diminution importante de la dette à court terme, par le remboursement sur la dette à long terme, par l'incidence favorable des taux de change sur la dette libellée en dollars américains par rapport au 31 décembre 2020 et par les paiements de capital effectués au titre des contrats de location au cours des neuf premiers mois de l'exercice, facteurs en partie contrebalancés par l'émission de titres d'emprunt à long terme et par les contrats de location conclus au cours des neuf premiers mois de 2021.

Actions ordinaires

(en milliers)	30 septembre 2021
Actions ordinaires	1 462 150
Options sur actions ordinaires – exerçables	28 713
Options sur actions ordinaires – non exerçables	8 882

Au 25 octobre 2021, le nombre total d'actions ordinaires en circulation s'élevait à 1 457 054 742 et le nombre total d'options sur actions ordinaires en cours, exerçables et non exerçables, s'élevait à 37 456 292. Une fois exerçable, chacune des options sur actions ordinaires en cours peut être échangée contre une action ordinaire.

Rachats d'actions

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

Au troisième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour faire passer le programme de rachat d'actions de la Société à environ 5 % de ses actions ordinaires en circulation, Suncor a reçu l'approbation de la TSX lui permettant de modifier son offre publique de rachat en vigueur à compter de la fermeture des marchés le 30 juillet 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis modifié prévoyait que Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 44 000 000 d'actions ordinaires, soit environ 2,9 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 76 250 000 actions ordinaires, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021.

Après le troisième trimestre de 2021, et à la suite de l'obtention de l'approbation du conseil pour faire passer le programme de rachat d'actions de la Société à environ 7 % de son flottant, Suncor a reçu l'approbation de la TSX lui permettant de modifier son offre publique de rachat en vigueur à compter de la fermeture des marchés le 29 octobre 2021 pour racheter des actions ordinaires par l'intermédiaire de la TSX, de la Bourse de New York ou d'autres plateformes de négociation. L'avis prévoit que

Suncor peut augmenter le nombre maximal d'actions ordinaires pouvant être rachetées au cours de la période commençant le 8 février 2021 et se terminant le 7 février 2022 de 76 250 000 actions, soit environ 5 % des actions ordinaires émises et en circulation de Suncor au 31 janvier 2021, à 106 700 000 actions ordinaires, soit environ 7 % du flottant de Suncor au 31 janvier 2021. Aucune autre modalité de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités n'a été modifiée. Les détenteurs de titres de Suncor peuvent obtenir une copie de l'avis modifié, sans frais, en communiquant avec la Société.

Entre le 8 février 2021 et le 25 octobre 2021 et conformément à l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités, Suncor a déjà racheté environ 1,834 G\$ d'actions ordinaires sur le marché libre. Aux termes de l'offre publique de rachat dans le cours normal des activités (dans sa version modifiée), Suncor a convenu de ne pas racheter plus de 106 700 000 actions ordinaires, dont 69 058 156 actions ordinaires ont déjà été rachetées entre le 8 février 2021 et le 25 octobre 2021.

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2021	30 septembre 2020	2021	30 septembre 2020
Rachats d'actions (en milliers d'actions ordinaires)	28 112	—	63 101	7 527
Prix de rachat moyen pondéré par action (en dollars par action)	25,05	—	26,39	40,83
Coût du rachat d'actions	704	—	1 665	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 2020, et aucune mise à jour importante n'a été effectuée au cours des neuf premiers mois de 2021. 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 et 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, des incidents liés à l'exploitation et les réductions obligatoires de la production imposées par le gouvernement de l'Alberta en 2019 et interrompues en décembre 2020.

Sommaire des données financières

Trimestres clos les (en millions de dollars, sauf indication contraire)	30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019
Production totale (kbep/j)								
Sables pétroliers	605,1	615,7	690,6	671,5	519,0	553,7	630,1	662,3
Exploration et production	93,5	84,0	95,3	97,7	97,2	101,8	109,7	115,9
	698,6	699,7	785,9	769,2	616,2	655,5	739,8	778,2
Produits des activités ordinaires et autres produits								
Produits d'exploitation, déduction faite des redevances	10 145	9 159	8 679	6 615	6 427	4 229	7 391	9 487
Autres produits (pertes)	68	(66)	(43)	(21)	30	16	365	111
	10 213	9 093	8 636	6 594	6 457	4 245	7 756	9 598
Résultat net	877	868	821	(168)	(12)	(614)	(3 525)	(2 335)
par action ordinaire – de base (en dollars)	0,59	0,58	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)
par action ordinaire – dilué (en dollars)	0,59	0,58	0,54	(0,11)	(0,01)	(0,40)	(2,31)	(1,52)
Résultat d'exploitation ^{1),2)}	1 043	722	746	(109)	(338)	(1 345)	(421)	812
par action ordinaire – de base ^{1),2)} (en dollars)	0,71	0,48	0,49	(0,07)	(0,22)	(0,88)	(0,28)	0,53
Fonds provenant de l'exploitation ¹⁾	2 641	2 362	2 110	1 221	1 166	488	1 001	2 553
par action ordinaire – de base ¹⁾ (en dollars)	1,79	1,57	1,39	0,80	0,76	0,32	0,66	1,66
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation	4 718	2 086	2 345	814	1 245	(768)	1 384	2 304
par action ordinaire – de base (en dollars)	3,19	1,39	1,54	0,53	0,82	(0,50)	0,91	1,50
RCI ¹⁾ (% sur 12 mois)	4,5	1,9	(1,4)	(6,9)	(10,2)	(7,5)	(1,3)	4,9
RCI ^{1),3)}, compte non tenu des pertes de valeur (% sur 12 mois)	4,9	2,6	(0,6)	(2,9)	(1,3)	1,0	7,0	10,0
Profit de change latent (perte de change latente) après impôt sur la dette libellée en dollars américains	(257)	156	181	539	290	478	(1 021)	235
Information sur les actions ordinaires (en dollars)								
Dividende par action ordinaire	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,21	0,47	0,42
Cours à la clôture des négociations								
Bourse de Toronto (\$ CA)	26,26	29,69	26,27	21,35	16,26	22,89	22,46	42,56
Bourse de New York (\$ US)	20,74	23,97	20,90	16,78	12,23	16,86	15,80	32,80

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) Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, qui constitue une mesure financière non conforme aux PCGR, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

3) Le RCI, compte non tenu des pertes de valeur, aurait été de 8,2 % et de 5,1 % respectivement pour le quatrième trimestre de 2019 et le premier trimestre de 2020, compte non tenu de l'incidence du recouvrement d'impôt différé de 1,116 G\$ découlant des modifications au taux d'imposition des sociétés en Alberta comptabilisé au deuxième trimestre de 2019.

Contexte commercial

(moyenne pour les trimestres clos)		30 sept. 2021	30 juin 2021	31 mars 2021	31 déc. 2020	30 sept. 2020	30 juin 2020	31 mars 2020	31 déc. 2019
Pétrole brut WTI à Cushing	\$ US/b	70,55	66,05	57,80	42,65	40,95	27,85	46,10	56,95
Pétrole brut Brent daté	\$ US/b	73,45	68,85	60,85	44,20	43,00	29,20	50,15	63,30
Écart de prix Brent daté/Maya FOB	\$ US/b	7,80	6,20	4,70	3,30	3,50	2,70	15,95	9,30
MSW à Edmonton	\$ CA/b	83,75	77,25	66,55	50,25	51,30	30,20	52,00	68,10
WCS à Hardisty	\$ US/b	56,95	54,60	45,40	33,35	31,90	16,35	25,60	41,10
Écart léger/lourd brut WTI à Cushing moins WCS à Hardisty	\$ US/b	(13,60)	(11,45)	(12,40)	(9,30)	(9,05)	(11,50)	(20,50)	(15,85)
(Écart) prime – SYN/WTI	\$ US/b	(1,60)	0,35	(3,50)	(3,05)	(2,45)	(4,55)	(2,70)	(0,70)
Condensat à Edmonton	\$ US/b	69,20	66,40	58,00	42,55	37,55	22,20	46,20	53,00
Gaz naturel (Alberta au comptant) au carrefour AECO	\$ CA/kpi ³	3,60	3,10	3,15	2,65	2,25	2,00	2,05	2,50
Prix du réseau commun d'énergie de l'Alberta	\$ CA/MWh	100,35	104,50	95,45	46,15	43,85	29,90	67,05	46,95
Port de New York, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,90	20,35	15,60	9,85	10,20	12,20	14,75	18,45
Chicago, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	20,45	20,25	13,40	7,95	7,75	6,75	9,75	14,35
Portland, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	26,70	24,55	15,80	13,15	12,55	12,20	18,30	25,45
Côte du golfe, marge de craquage 2-1-1 ¹⁾	\$ US/b	19,55	18,25	14,45	9,00	8,55	9,00	13,00	17,00
Taux de change	\$ US/\$ CA	0,79	0,81	0,79	0,77	0,75	0,72	0,74	0,76
Taux de change à la clôture de la période	\$ US/\$ CA	0,78	0,81	0,80	0,78	0,75	0,73	0,71	0,77

1) Les marges de craquage 2-1-1 sont des indicateurs de la marge de raffinage obtenus en convertissant deux barils de WTI en un baril d'essence et un baril de diesel. Les marges de craquage présentées 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 2020 de Suncor ainsi qu'aux notes 3 et 5 de ses états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 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 2020 et à la rubrique « Méthodes comptables et estimations comptables critiques » de son rapport de gestion annuel de 2020.

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 2021.

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 2021.

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 27 des états financiers consolidés audités de l'exercice clos le 31 décembre 2020, à la note 10 des états financiers consolidés intermédiaires non audités du trimestre et de la période de neuf mois clos le 30 septembre 2021 et à la rubrique « Situation financière et situation de trésorerie » du rapport de gestion annuel de 2020.

Environnement de contrôle

Selon leur évaluation au 30 septembre 2021, le chef de la direction et le chef des finances de Suncor ont conclu que les contrôles et procédures de la Société à l'égard de la communication de l'information financière (au sens des règles 13a-15(e) et 15d-15(e) de la *Securities Exchange Act of 1934* des États-Unis, dans sa version modifiée (la « Loi de 1934 »)) sont efficaces pour donner à la Société l'assurance raisonnable que les informations qu'elle est tenue de présenter dans les rapports qui sont déposés ou soumis auprès des autorités canadiennes et américaines en valeurs mobilières sont enregistrées, traitées, condensées et présentées dans les délais prescrits par les lois sur les valeurs mobilières du Canada et des États-Unis. En outre, en date du 30 septembre 2021, il ne s'était produit, au cours du trimestre clos le 30 septembre 2021, aucun changement qui a eu, ou dont on pourrait raisonnablement s'attendre à ce qu'il ait, une incidence significative sur le contrôle interne à l'égard de l'information

financière de la Société (au sens des règles 13a-15(f) et 15d-15(f) de la Loi de 1934). La direction continuera d'évaluer régulièrement les contrôles et procédures de communication de l'information ainsi que le contrôle interne à l'égard de l'information financière et y apportera de temps à autre les modifications qu'elle jugera nécessaires.

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 également révisé ses prévisions pour 2021 annoncées précédemment (lesquelles avaient été présentées initialement dans un communiqué de presse le 30 novembre 2020), comme il est indiqué dans son communiqué de presse daté du 27 octobre 2021, qui est accessible 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 brutes 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, le cas échéant, et qu'elles peuvent être utiles aux investisseurs pour les mêmes raisons. Ces mesures financières hors PCGR n'ont pas de définition normalisée et, par conséquent, il est peu probable qu'elles soient comparables aux mesures similaires présentées par d'autres sociétés. Par conséquent, elles ne doivent pas être utilisées isolément ni comme substituts aux mesures de rendement établies conformément aux PCGR. Sauf indication contraire, ces mesures financières hors PCGR sont calculées et présentées de la même manière d'une période à l'autre. Des ajustements particuliers pourraient être pertinents pour certaines périodes seulement.

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.

Au premier trimestre de 2021, la Société a revu son calcul du résultat d'exploitation, afin d'exclure les (profits latents) pertes latentes sur instruments financiers dérivés qui sont comptabilisés à la juste valeur et d'ainsi mieux harmoniser l'incidence des activités sur le résultat avec les éléments sous-jacents gérés en fonction du risque. Les chiffres des périodes comparatives ont été retraités pour refléter ce changement.

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 de gestion du risque marchandises à court terme réalisées, ainsi que les marges brutes 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 de gestion du risque marchandises à court terme réalisées en aval.
- 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.

Périodes de 12 mois closes les 30 septembre (en millions de dollars, sauf indication contraire)		2021	2020
Ajustements du résultat net			
Résultat net		2 398	(6 486)
(Déduire) ajouter les montants après impôt au titre des éléments suivants :			
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains		(619)	18
Charges d'intérêts nettes		672	665
	A	2 451	(5 803)
Capital investi – début de la période de 12 mois			
Dette nette		19 710	15 601
Capitaux propres		36 344	45 184
		56 054	60 785
Capital investi – fin de la période de 12 mois			
Dette nette		16 671	19 710
Capitaux propres		36 300	36 344
		52 971	56 054
Capital moyen investi	B	54 928	57 022
RCI ¹⁾ (%)	A/B	4,5	(10,2)

- 1) Le RCI aurait été de 4,9 % pour la période de 12 mois close le 30 septembre 2021, compte non tenu de l'incidence des pertes de valeur de 423 M\$ après impôt au quatrième trimestre de 2020 et de l'incidence de la reprise de perte de valeur de 168 M\$ après impôt au troisième trimestre de 2021. Le RCI aurait été de (1,3) % 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.

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	484	(531)	407	25	646	384	(660)	110	877	(12)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	1 098	1 242	(98)	261	193	214	25	21	1 218	1 738
Impôt sur le résultat différé	(9)	(141)	19	(9)	36	12	5	(46)	51	(184)
Charge de désactualisation	60	57	14	12	2	2	—	—	76	71
Perte de change latente (profit de change latent) sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	282	(307)	282	(307)
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(30)	(53)	15	(28)	68	(8)	(1)	—	52	(89)
(Profit) perte à la cession d'actifs	—	(2)	—	—	(10)	(2)	1	1	(9)	(3)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	80	—	80	—
Rémunération fondée sur des actions	2	(9)	—	(2)	1	(6)	(2)	(27)	1	(44)
Prospection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(67)	(38)	(1)	(1)	(7)	—	1	—	(74)	(39)
Autres	53	31	1	2	18	(2)	15	4	87	35
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	1 591	556	357	260	947	594	(254)	(244)	2 641	1 166
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									2 077	79
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									4 718	1 245

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	
	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020
Résultat net	1 251	(3 503)	820	(453)	1 728	598	(1 233)	(793)	2 566	(4 151)
Ajustements pour :										
Charge d'amortissement et d'épuisement et pertes de valeur	3 348	5 372	195	1 312	610	660	67	62	4 220	7 406
Impôt sur le résultat différé	(40)	(643)	35	(161)	68	29	(11)	(20)	52	(795)
Charge de désactualisation	179	169	43	35	5	5	—	—	227	209
(Profit de change latent) perte de change latente sur la dette libellée en dollars américains	—	—	—	—	—	—	(88)	290	(88)	290
Variation de la juste valeur des instruments financiers et des stocks de négociation	(74)	32	(39)	(22)	50	53	—	—	(63)	63
Profit à la cession d'actifs	—	(2)	—	—	(18)	(6)	(7)	—	(25)	(8)
Perte sur l'extinction d'une dette à long terme	—	—	—	—	—	—	80	—	80	—
Rémunération fondée sur des actions	25	(84)	1	(12)	13	(51)	41	(186)	80	(333)
Prospection	—	—	—	80	—	—	—	—	—	80
Règlement de passifs liés au démantèlement et à la remise en état	(174)	(171)	(2)	(7)	(11)	(5)	—	—	(187)	(183)
Autres	156	87	—	(30)	45	10	50	10	251	77
Fonds provenant de (affectés à) l'exploitation	4 671	1 257	1 053	742	2 490	1 293	(1 101)	(637)	7 113	2 655
Variation du fonds de roulement hors trésorerie									2 036	(794)
Flux de trésorerie liés aux activités d'exploitation									9 149	1 861

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)	Trimestres clos les 30 septembre		Périodes de neuf mois closes les 30 septembre	
	2021	2020	2021	2020
Fonds provenant de l'exploitation	2 641	1 166	7 113	2 655
Dépenses en immobilisations de maintien et de maintenance et dividendes ¹⁾	(1 145)	(987)	(3 299)	(3 193)
Flux de trésorerie disponibles discrétionnaires (déficitaires)	1 496	179	3 814	(538)

1) Tiennent compte d'intérêts incorporés à l'actif sur les investissements de maintien de 15 M\$ au troisième trimestre de 2021 et de 13 M\$ au troisième trimestre de 2020.

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

Les charges d'exploitation décaissées du secteur Sables pétrolifères sont calculées en ajustant les charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux du secteur Sables pétrolifères en fonction i) des coûts non liés à la production qui, de l'avis de la direction, n'ont pas d'incidence sur le volume de production, ce qui comprend, sans s'y limiter, les ajustements de la rémunération fondée sur des actions, la SSUC 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, ii) des produits liés à la capacité excédentaire, dont la production et la vente d'énergie excédentaire qui sont comptabilisées dans les produits d'exploitation, iii) des frais de démarrage de projets, et iv) de l'incidence de la variation des niveaux et de l'évaluation des stocks, de telle façon que la Société puisse présenter l'information sur les coûts en fonction des volumes de production. Les volumes de production des activités du secteur Sables pétrolifères et de Syncrude correspondent aux montants bruts avant le diesel consommé à l'interne et les transferts de la charge d'alimentation entre les actifs au moyen des pipelines d'interconnexion. 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 brutes de raffinage et de commercialisation et charges d'exploitation de raffinage

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

(en millions de dollars, sauf indication contraire)	Trimestres clos les		Périodes de neuf mois closes les	
	2021	30 septembre 2020	2021	30 septembre 2020
Rapprochement des marges de raffinage et de commercialisation				
Produits d'exploitation	6 341	4 050	16 292	11 396
Achats de pétrole brut et de produits	(4 710)	(2 840)	(11 697)	(8 499)
Total de la marge brute	1 631	1 210	4 595	2 897
Autres (pertes) produits	(9)	(2)	(48)	58
Marge non liée à la commercialisation et au raffinage	(13)	(14)	(40)	(43)
Marges brutes de raffinage et de commercialisation	1 609	1 194	4 507	2 912
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	45 008	38 857	118 272	115 955
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – PEPS (\$/b)	35,75	30,75	38,10	25,10
Ajustement au titre de la méthode DEPS	(91)	(223)	(811)	562
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS	1 518	971	3 696	3 474
Marges brutes de raffinage et de commercialisation – DEPS (\$/b)	33,80	25,00	31,25	29,95
Rapprochement des charges d'exploitation de raffinage				
Charges d'exploitation, frais de vente et frais généraux ²⁾	502	417	1 453	1 287
Coûts non liés au raffinage ²⁾	(256)	(207)	(757)	(637)
Charges d'exploitation de raffinage	246	210	696	650
Production des raffineries ¹⁾ (kb)	45 026	38 857	118 287	115 955
Charges d'exploitation de raffinage (\$/b)	5,45	5,40	5,90	5,60

1) La production des raffineries représente le volume de production issu du processus de raffinage, et elle diffère du volume de pétrole brut traité en raison d'ajustements volumétriques en fonction des charges d'alimentation autres que le pétrole brut, du gain volumétrique associé au processus de raffinage et des variations des stocks de produits non finis.

2) Les montants des périodes précédentes ont été reclassés pour les rendre conformes à la présentation des frais de transport et de distribution adoptée pour l'exercice à l'étude. Ce reclassement n'a eu aucune incidence sur les charges d'exploitation de raffinage.

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 :

Unités de mesure

b	baril
b/j	barils par jour
kb/j	milliers de barils par jour
bep	barils équivalent pétrole
bep/j	barils équivalent pétrole par jour
kbep	milliers de barils équivalent pétrole
kbep/j	milliers de barils équivalent pétrole par jour
GJ	gigajoules
kpi ³	milliers de pieds cubes de gaz naturel
kpi ³ e	milliers de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³	millions de pieds cubes de gaz naturel
Mpi ³ /j	millions de pieds cubes de gaz naturel par jour
Mpi ³ e	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel
Mpi ³ e/j	millions de pieds cubes équivalent gaz naturel par jour
MW	mégawatts
MWh	mégawattheure

Lieux et devises

É.-U.	États-Unis
R.-U.	Royaume-Uni
\$ ou \$ CA	Dollars canadiens
\$ US	Dollars américains

Contexte financier et commercial

T3	Trimestre clos le 30 septembre
WTI	West Texas Intermediate
WCS	Western Canadian Select
SYN	Cours de référence du pétrole brut synthétique
MSW	Mélange non corrosif mixte
NYMEX	New York Mercantile Exchange

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 :

- *la stratégie et la cible de répartition du capital de Suncor, notamment le fait que la Société reste sur la bonne voie pour revenir à ses niveaux d'endettement net de 2019 au cours du quatrième trimestre et se situer dans la fourchette d'endettement net visée pour 2025 d'ici la fin de l'exercice, les énoncés entourant l'objectif visant à accroître ses flux de trésorerie disponibles de 2,15 G\$ et les initiatives stratégiques qui devraient y contribuer, l'opinion de Suncor selon laquelle elle est en voie de dépasser ses objectifs de réduction de la dette et de rachat d'actions précédemment communiqués pour l'exercice, les charges d'exploitation, frais de vente et généraux estimés de Suncor pour le quatrième trimestre, ainsi que l'attente selon laquelle le produit de la vente de la participation directe de Suncor de 26,69 % dans le projet de mise en valeur de la zone Golden Eagle servira à financer la réalisation de sa stratégie de répartition du capital;*
- *les attentes de Suncor à l'égard de la stratégie d'accroissement de la production de Fort Hills, y compris qu'elle passera à deux trains d'extraction primaire et fonctionnera selon sa capacité nominale d'ici la clôture de l'exercice;*
- *les attentes de Suncor à l'égard du projet Terra Nova, notamment en ce qui a trait au projet visant à prolonger la durée de vie de l'actif, lequel devrait accroître la durée de production d'environ 10 ans et enrichir les volumes de production de 70 millions de barils additionnels, l'affectation prévue du produit provenant de l'acquisition d'une participation directe accrue dans le projet et le calendrier des travaux de maintenance du navire de production, de stockage et de déchargement de Terra Nova;*
- *les attentes selon lesquelles, maintenant que l'exploitation du projet Syncrude a été reprise par Suncor, il en découlera des synergies brutes d'environ 100 M\$ pour les coentreprises au cours des six premiers mois et de 200 M\$ supplémentaires jusqu'en 2022-2023, et selon lesquelles cette reprise du projet par Suncor en tant qu'exploitant marquera une étape cruciale pour accroître le rendement sur le plan de l'exploitation, l'intégration, l'efficacité et la compétitivité et maximiser la valeur dégagée par l'ensemble des actifs exploités par la Société dans cette région;*
- *les attentes concernant l'acquisition, par Suncor, conjointement avec huit communautés autochtones, d'une participation de 15 % dans Northern Courier Pipeline, notamment le fait que la transaction sera finalisée au quatrième trimestre de 2021, que Suncor exploitera le pipeline après la conclusion de l'achat et que l'acquisition procurera aux huit communautés autochtones un revenu fiable pour les décennies à venir;*
- *l'opinion de Suncor selon laquelle son indice indicatif 5-2-2-1 restera une mesure valable pour rendre compte de ses résultats réels;*
- *les énoncés concernant les dépenses en immobilisations prévues de Suncor pour 2021, de l'ordre de 3,8 G\$ à 4,5 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 les attentes de Suncor quant à l'affectation de ses dépenses en immobilisations et aux avantages qui devraient en découler;*

- 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 énoncés concernant l'offre publique de rachat de la Société, notamment le montant, le calendrier et les modalités des rachats effectués dans le cadre de celle-ci, le fait que, selon le cours des actions ordinaires de la Société et autres facteurs déterminants, le rachat des actions ordinaires de la Société pourrait s'avérer un investissement intéressant et avantageux pour la Société et ses actionnaires, et l'attente selon laquelle la décision d'attribuer de la trésorerie au rachat d'actions ne compromettra pas la stratégie de croissance à long terme de la Société;
- les perspectives de Suncor pour l'ensemble de l'exercice en ce qui concerne les redevances à la Couronne liées aux activités du secteur Sables pétroliers, les redevances à la Couronne liées à Syncrude, les redevances à la Couronne liées à la côte Est du Canada et la charge d'impôt exigible, ainsi 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 de la marge de craquage 2-1-1 au port de New York.

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 pétroliers, E&P et R&C, peuvent subir l'influence de plusieurs facteurs.

Les facteurs influant sur les activités du secteur Sables pétroliers 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 pétroliers 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 pétroliers; 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 produits de queue, 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 pétroliers; 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 pétroliers) 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 2020, la notice annuelle de 2020 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.